



DIPLOMARBEIT

Herr
Rene Grötzsch

**Energiespeicher im
Mittelspannungsnetz**

2015

DIPLOMARBEIT

Energiespeicher im Mittelspannungsnetz

Autor:

Rene Grötzsch

Studiengang:

Elektrotechnik

Seminargruppe:

KX10w1ET

Erstprüfer:

Herr Professor Dr. Siegfried Kleinert

Zweitprüfer:

Frau Dipl.-Ing. Heike Schulze

Mittweida, 2015

Aufgabenstellung

Es ist zu untersuchen, welche Energiespeicher bei zunehmender Einspeisung aus zunehmender volatiler regenerativen Energien den Netzausbau des Verteilnetzes vermeiden bzw. vermindern können. Die Berücksichtigung optimaler Speicherzeiträume und -kapazitäten bilden dafür die Grundlage.

Der Erhalt sozialer und gesellschaftlicher Gegebenheiten, für die Teilnehmer des bestehenden Verteilnetzes, sollen mindestens erhalten und veränderbare energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen erörtert werden.

Bibliografische Angaben

Grötzsch, Rene: Energiespeicher im Mittelspannungsnetz, 89 Seiten, 1 Abbildung, Hochschule Mittweida, University of Applied Sciences, Fakultät Elektro- und Informationstechnik

Diplomarbeit, 2015

Satz: L^AT_EX

Referat

Motivation dieser Arbeit ist es, die Darstellung von nationalen und europäischen Energieaustauschsznarien im Netzverbund in ein Teilnetz zu projizieren, dabei ein dezentrales Energieaustauschsystem mit regionalem Charakter und seinen möglichen Energiespeichervarianten zu betrachten. Es wird hier vorausgesetzt, dass Energiespeichersysteme mit einer Kapazität bis 20 MWh, angepasst an ein Teilnetz, für die nächsten Jahrzehnte ein positiven Faktor zur Energiewende darstellen können. Volkswirtschaftlich ist ebenfalls mit einen Zuwachs, z.B. von Produktionsstätten zur Speicherherstellung, zu rechnen.

Gesellschaftlich soll Aufschluss darüber gegeben werden, wie die Akzeptanz in der Bevölkerung für die Energiewende gehoben werden kann.

Die Überlegungen zu Speichergrößen und -varianten zukünftiger Energienetze müssen, aus gesellschaftlicher Sicht und technischen Wandel, zwischen überregionalen Großspeicheranlagen und privaten Kleinspeichersystemen liegen. Anhand dieser Erkenntnis wird eine Energielandchaft mit dezentralen Speichergrößen virtuell aufgebaut und theoretisch untersucht. Teilnetze, vergleichbar mit Mittelspannungsausläufer eines Umspannwerkes könnten sich dafür am besten eignen.

Teilnetze mit Speicherunterstützung sollten so aufgebaut werden, dass sie sich, gespeist aus regenerativen volatiler Energien, nahezu selbst regeln könnten und volkswirtschaftlich keine Nachteile gegenüber der jetzigen Struktur bringen. Zusätzlich sollten die Speicheranlagen, für eine Anpassung an den sich stets veränderlichen lokalen Energieeinspeise- und verbrauchswerten, problemlos erweiterbar sein.

I. Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Vorwort	IV
1 Einleitung	1
2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Energiespeichernutzung	3
2.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen	3
2.1.1 Staatliche Beschlüsse zur Energiewende	3
2.1.2 Teilnehmer am Strommarkt	4
2.1.3 Netznutzungsentgelt (NNE)	4
2.2 Rahmenbedingungen für die Vergütung von erneuerbarer Energien	6
2.2.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	6
2.2.2 Energiewirtschaftsgesetz EnWG	7
2.2.3 Grundpflichten	8
2.3 Energieeffiziente Kommune	8
2.3.1 Smart Market	9
2.3.2 Lastgang	9
2.3.3 Leistungspreis und Arbeitspreis	10
3 Übersicht möglicher Speicherformen	11
3.1 Pumpspeicherkraftwerke [PSW]	12
3.1.1 Bauformen	13
3.1.2 Beispieldarstellung	14
3.2 Elektrochemische Speicheranlagen	15
3.2.1 Redox-Flow-Systeme [RFB]	15
3.2.2 Aufbau und Funktionsprinzip	15
3.2.3 Herleitung des Potenzials pro Zelle	16
3.2.4 Schematische Darstellung zukünftiger RFB	17
3.3 Druckluftspeicher	18
3.3.1 Allgemeine Erläuterung	18
3.3.2 Druckluftspeicher bis 5 MW	19
3.4 Wärmespeicheranlagen	19
3.5 Zusammenfassung	19
3.5.1 Anforderung an zukünftige Energiesystem mit Speicher	20
3.5.2 Prämissen an Speicheranlagen	21
3.5.3 Ausblick für zukünftige Regelsysteme an Speicheranlagen	22

4	Bewertungsgrundlagen von zukünftigen Speicheranlagen im Teilnetz	23
4.1	Vorgaben der DIN VDE für Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Mittelspannungsnetz	23
4.1.1	Anforderung an Netzqualität	24
4.1.2	Bestimmung der Netzimpedanz und deren Winkel	25
4.1.3	Netzurückwirkung	25
4.1.4	Verhalten im Fehlerfall	26
4.1.5	Kurzschlussstrombeitrag	26
4.2	Zuschaltbedingungen für Speicheranlagen	28
4.2.1	Oberschwingungen und Zwischenharmonische	28
	Spannungsänderung	30
	Spannungsanhebung	30
5	Aufbau der virtuell verwendeten Speicheranlagen	31
5.1	Betriebsmittel	31
5.2	Motor-/Generatoreinheit	31
5.2.1	Antriebsmaschine	32
5.2.2	Frequenzumrichter (FU)	32
5.3	Energiespeicher durch elektrochemische Prozesse	33
5.3.1	Wechsel- und Gleichrichter	33
6	Rahmenbedingungen und Hilfsmittel	35
6.1	Software	35
6.1.1	G-Net	35
6.1.2	ProNet	36
6.1.3	Elektra	37
6.1.4	Netan	39
6.2	Übergeordnetes Netz	40
6.2.1	Übersicht des Regionalversorgungsnetz Südsachsen	40
6.2.2	Hochspannungsleitung	40
	Erläuterung n-1-Kriterium	41
	Erläuterung n-0-Kriterium	41
6.2.3	Hochspannungstransformatoren	41
6.3	Beschreibung des Beispielteilnetz	42
6.3.1	Schemaplan des Beispiel-Teilnetzgebiet	42
6.3.2	Ortschaften und Stromabnehmer	43
6.3.3	Mittelspannungsanlage im Umspannwerk Pockau	44
6.3.4	Mittelspannungsnetz des UW Abg K04	45
6.3.5	Trafoleistungen im Teilnetz	47
7	Teilnetz mit Speicherimplementierung aus Sicht des VNB	49
7.1	Lastverhalten im Teilnetz	49
7.1.1	Ermittlung des Maximal- und Minimalwertes der Last	49
7.1.2	Bestimmung aus Monatsmittelwerten	49
7.1.3	Auswertung des 24-h-Tageslastverlauf	50
7.1.4	Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktor [GZF]	52

7.2	Mögliche regenerative Einspeiseleistung	52
7.2.1	Zeiterfassung für Energieüberschuss aus PV	52
	Ertragszeiten aus Photovoltaik	53
7.2.2	Leistungsprognose der möglichen PV-Einspeisung	53
7.2.3	Wetterprognose im untersuchten Teilnetz	54
7.2.4	Jahreszeitliche Unterschiede	55
7.2.5	Ermittlung des benötigten Energieüberschuss aus solarer Einstrahlung . .	57
7.2.6	Spannungsverhalten im Teilnetz bei Erhöhung der PV-Leistung	59
7.3	Windkraftenergie im Teilnetz	60
7.3.1	Berechnungsgrundlage der Windenergie	61
7.3.2	Windgeschwindigkeit im Jahresverlauf	61
7.3.3	Mögliche Windkraftenergie im untersuchten Teilnetz	62
7.4	Auswahl von Anschlusspunkten der Speichieranlagen im Teilnetz	63
7.4.1	Bestimmung der optimalen Leistungsgröße von Speichieranlagen im Ver- suchsaufbau	64
7.4.2	Auswirkung der Energiespeicherung bei PV-Einspeisung im Teilnetz	64
7.4.3	Spannungsverlauf bei Energieeinspeicherung aus regenerativer Einspei- seleistung	65
7.4.4	Standort für nicht kaskadierfähige Speichieranlagen	66
7.4.5	Standort für elektrochemische Anlagen	67
7.5	Einsatzgebiete und Grenzen im Teilnetz	69
8	Hypothetische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	71
8.1	Rentabilität von Energiespeichieranlagen	71
8.1.1	Investition	71
8.1.2	Preis und Erlöse von Speichieranlagen	72
8.2	Kostenermittlung	74
8.2.1	Gestehungskosten	74
8.2.2	Kostenvergleich von Speichieranlagen	75
8.2.3	Hypothetisch tabellarische Zusammenfassung der Kosten	77
9	Zusammenfassung und Ausblick	79
9.1	Grundlegende	79
A	Abbildungen	85
	Literaturverzeichnis	87

II. Abbildungsverzeichnis

0.1	Zukünftige Energiebilanz für regenerative Stromnetze	IV
1.1	Übersicht der Abhängigkeiten des VNB und seiner Marktpartner	1
2.1	Entwicklung der Netznutzungsentgelte	5
3.1	Anforderung an Energiespeicher	11
3.2	Bau- und Leistungsgrößen von Turbine	13
3.3	Redox Flow System	16
3.4	Beispielschema Redox-Flow-Anlage	17
3.5	Beispielschema Speicherregelung im Teilnetz	21
4.1	Auswirkung von Oberschwingungen	28
6.1	UW Pockau, mögliche und installierte Einspeiseleistung bzw. Kapazität	35
6.2	Auszug aus Solarkataster in GNet	36
6.3	Teile der 10kV-Netze im UW Pockau	37
6.4	Ausschnitt 10-kV Abgang K04 aus Elektra	38
6.5	zusätzliche implementierte Elemente am Knoten	38
6.6	Regionalbereich Südsachsen	40
6.7	Trafoabbild aus ProNet	42
6.8	Pronet-Auszug zu 10-kV Abg K04 im UW Pockau	43
6.9	Bereich der Strombegrenzung im Teilnetz	46
6.10	Monatsmittelwerte der Strombelastung am Teilnetz K04 von 2013 (entnommen aus Pronet)	47
7.1	Maximal- und Minimalverbrauch 2013	50
7.2	Monatsmittelwerte des Teilnetzes K04 am UW Pockau	51
7.3	Referenztage im untersuchten Teilnetzgebiet	51
7.4	Einspeiseleistung pro trafostation	54
7.5	Mittelwerte solare Einstrahlung und Temperatur in Sachsen	54
7.6	solare Einstrahlung am Beispiel Juni und November 2013	56
7.7	Sonnenstunden Juni und November 2013	56

7.8	möglicher Lastfluss am Einspeisepunkt des untersuchten Teilnetzes bei Zuschaltung der virtuellen PV-Leistung	57
7.9	Spannungsverlauf im untersuchten Teilnetz bei stufenweisenweiser Zuschaltung von virtueller PV-Leistung	60
7.10	Windmessung um Marienberg	62
7.11	Lastverlauf am Einspeisepunkt Umspannwerk Pockau Teilnetz K04 für unterschiedliche Szenarien	64
7.12	Spannungsverlauf im untersuchten Teilnetz bei virtueller Zuschaltung von PV-Leistung und Speicheranlagen	65
7.13	Geographischer und Schematischer Plan des Teilnetzgebietes mit geeigneter PSW-Fläche	67
7.14	geographische Ansicht guter Nutzungsflächen mit hoher möglicher PV-Einspeiseleistung für Redox-Flow-Batterien und dem dazugehörigen Auszug des Teilnetz-Schemaplanes	68
7.15	technisch bedingte Speicherstandorte in Abhängigkeit ihrer Leistungsgröße im untersuchten Teilnetz	69
9.1	Schematische Darstellung des untersuchten Teilnetzes mit Hervorhebung typenabhängigen Speicherstandorten	82
A.1	Teilnetzschema des Elektra-Versuchsaufbau	86

III. Tabellenverzeichnis

3.1 mögliche Speichergrößen	12
3.2 Speichergröße pro m^3	15
3.3 Überblick der Wirkungsgrade von Speicherformen	20
4.1 zulässige Oberschwingungsströme	29
6.1 Trafodaten	42
6.2 Ortschaften vom UW Pockau gespeist	43
6.3 Abgangslängen des 10 kV Netz am UW Pockau	45
6.4 installierte Trafoleistung am 10kV-Abg K04 im UW Pockau	48
7.1 Mögliche Einspeiseleistung von PV-Anlagen über Dachflächen	55
7.2 durchschnittliche solare Einstrahlung 2013, Umrechnung auf Leistung pro m^2	58
7.3 Windstärken, entnommen von wetterklima.de	62
7.4 mögliche Leistungen bei unterschiedlicher Rotorgröße und Windstärken	63
7.5 Anschlussbewertung für mögliche Pumpspeicherwerke bis 1.5 MW	66
7.6 Anschlussbewertung für Gleich-/Wechselrichteranlagen für Redox-Flow-Batterien an exponierten Standorten	67
8.1 überschlägige Investitionsgrößen mit technischen Abhängigkeiten	72
8.2 theoretischer Kostenvergleich von PSW zu RFB bei P_N 1,5 MW und E_N 15 MWh	77
8.3 theoretischer Kostenvergleich von PSW zu RFB bei P_N 2,0 MW und E_N 20 MWh	77

IV. Vorwort

Greift man die Idee vieler Visionäre auf, die eine Energieversorgung aus regenerativen Energien für alle finanziell vertretbar aufbauen möchten, so stößt der zukünftige Verteilnetzbetreiber [VNB] unweigerlich auf eine Schwierigkeit. Die Schwierigkeit, zu garantieren, dass zu jeder Zeit eine sichere und gleichmäßige Bereitstellung von Energie aus regenerativen Energiequellen in ausreichender Menge vorhanden ist. Die größte Belastung liegt zukünftig bei den VNB's, die von vielen Faktoren abhängig sind. In Anbetracht der derzeitigen weltlichen politischen Konflikte, ist das Bestreben nach Unabhängigkeit der Energiewirtschaft eines Staates noch weiter in den Fokus gerückt, so dass eine staatliche Förderung solcher Projekte positiven Anklang finden kann. Die Vorstellung, dass durch einen wirtschaftlichen oder politischen Konflikt die zentrale Energieversorgung nicht mehr zur Verfügung stehen könnte, ist für viele Bereiche, wie Wasserversorgung, Gesundheitswesen oder für Kommunikationssysteme ein wichtiges Thema geworden. Die Vorstellung beruht darin, dass eine allumfassende dezentrale Energieversorgung die in vielen Teilnetzen ihren Beitrag zur nationalen Energieversorgung erbringt und dabei volatile Einspeiser beherrscht. Die volatile Energie muss verstetigt werden. Um die regenerative Energie zu verstetigen, ist ein größerer Anteil erzeugter Energie nötig, als zeitgleich verbraucht werden kann. Die Energiewende wird mittelfristig, we-

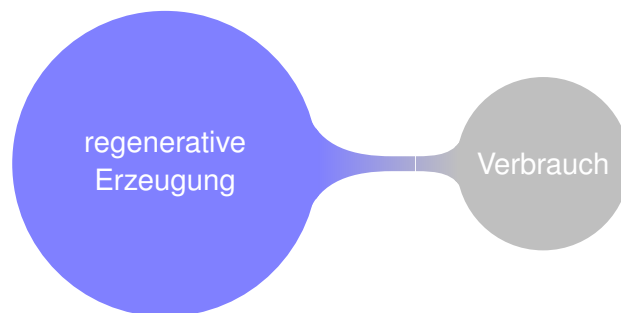


Abbildung 0.1: Zukünftige Energiebilanz für regenerative Stromnetze

gen erhöhter Forschungsarbeit, eine enorme Kostenbelastung hervorbringen, die immer noch von vielen Entscheidungen unzähliger Interessengruppen beeinflusst wird. Wegen der Art und Weise dieser Gestaltung der Energiewende, ist in Deutschland im Moment wenig Akzeptanz vorhanden.

Danksagung

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH, der führende Verteilnetzbetreiber der Energiebranche in Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt, ermöglichte mir, mich mit breitgefächelter Unterstützung der Fachhochschule Mittweida, zum Diplom- Ingenieur Fachrichtung Elektrotechnik weiterzubilden. Die Auslegung des Studiums beinhaltete alle Bereiche einer modernen Energieversorgung und Energiewirtschaft.

Zuerst möchte ich meiner Familie danken, die mich in dieser Zeit des Studiums in allen Belangen unterstützte. Des Weiteren danke ich allen Beteiligten die mir das Studium an der Fachhochschule Mittweida ermöglichten. Persönlicher Dank gilt für seine Unterstützung, aufgrund der ausführlichen Hilfe bei der Erstellung dieser Arbeit, Herrn Professor Dr. Siegfried Kleinert. Abschließend möchte ich Frau Dipl.-Ing. Heike Schulze für die zusätzlich aufgewendete Zeit und Hilfe, neben ihren vielen bestehenden Projekten in der Mitnetz-Strom-GmbH der Netzentwicklung, bedanken. Da das Thema "Energiespeicher in Teilnetzen" für die Mitnetz-Strom-GmbH aktuell noch nicht zur Diskussion steht, verdient die Hilfe zu dieser Diplomarbeit einen besonderen Dank.

1 Einleitung

Für eine Bestimmung der optimalen Komponenten eines Smart Grid der Zukunft ist zuerst einmal festzustellen, wer als Teilnehmer oder Partner in den zukünftigen Verteilnetzen agiert. Das folgende Mindmap liefert vorab einen groben Überblick der Veranschaulichung eines Verteilnetzbetreibers.

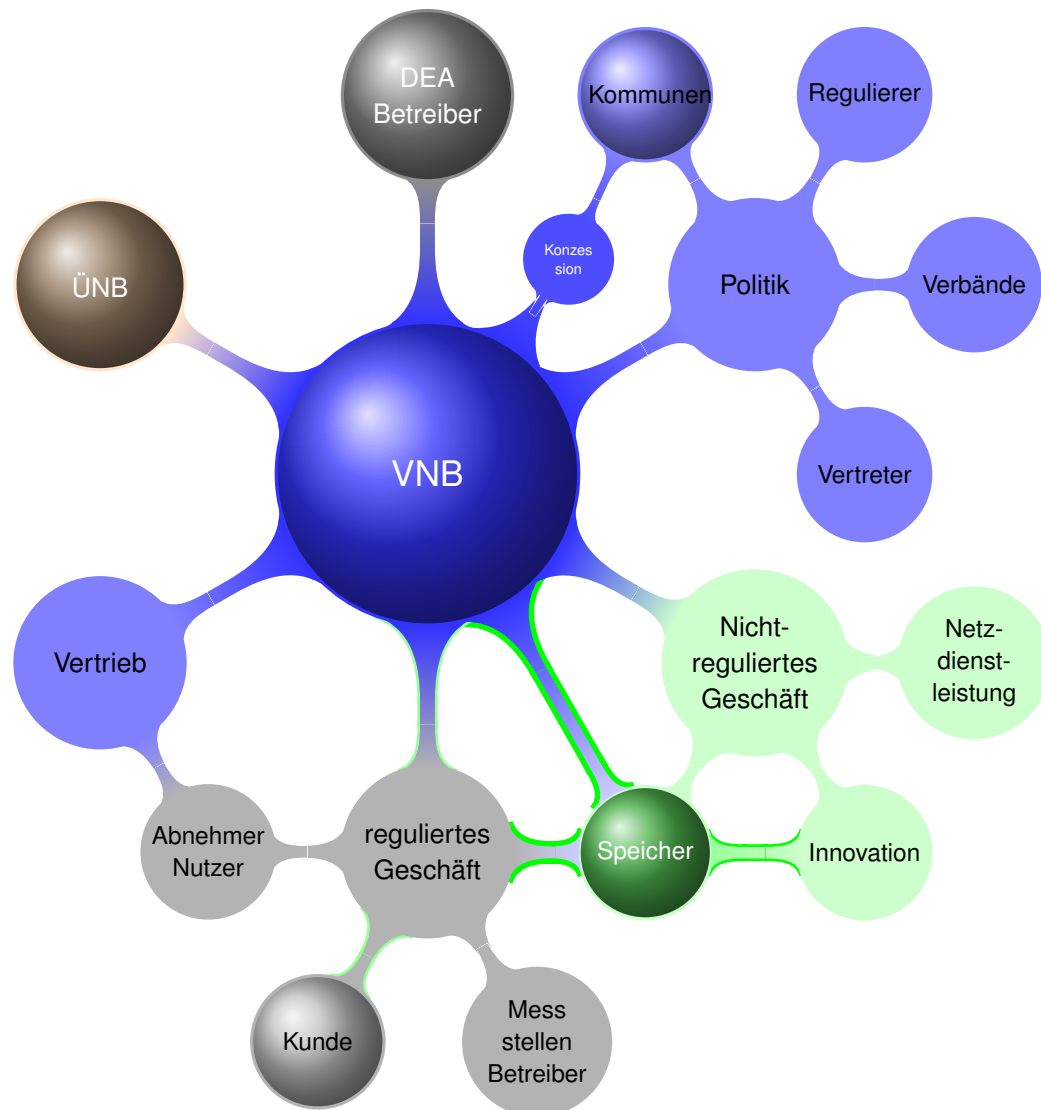


Abbildung 1.1: Übersicht der Abhängigkeiten des VNB und seiner Marktpartner

Einer der wichtigsten Aspekte für diese Untersuchung ist der Zeitfaktor für eine Energieaufnahme bzw. -abgabe. Dieser könnte sich auf alle Teilnetze anwenden lassen. Die Untersuchung nach Energiebedarf und Energieüberschuss in einem kleineren festgelegten Teilnetz, könnte zudem die national prognostizierten Differenzen optimieren.

Die im Verteilnetz bekannten wirtschaftlichen und technischen Parameter werden in den

folgenden Kapiteln erörtert und analysiert. In der Vorbetrachtung zu optimalen Speicherformen und -größen stellen sich Mittelspannungsausläufer im ländlichen Gebiet, die sich zum Großteil über mehrere Ortschaften erstrecken und größeren Handlungsspielraum zulassen, als ideale Ausgangspunkte dar.

Um jetzt den wirklichen Bedarf an Speichervolumen bei weiter zunehmenden regenerativen Erzeugungsanlagen zu ermitteln, wird in einem Beispielteilnetz untersucht, wie sich ein Zubau von Photovoltaikanlagen auf eine regenerative Energieversorgung auswirkt und welche unterstützende Speichertechnologie in der Fläche bei Überkapazität zur Entlastung der Regelkraftwerke führen könnten. Ein wichtiger Punkt ist dabei, ob sich daraus eine Matrix für Speichergröße und Einsatzort für jedes Teilnetz erstellen lässt. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist, dass Speichertechnologien massentauglich werden und im eigenen Land hergestellt werden. Sie sollten gegenüber dem zunehmenden Wunsch nach autarker Versorgung des Einzelnen wirtschaftlicher sein.

Die Erörterung erfolgt an einem Teilnetz mit geringerer Strombelastbarkeit als bei ertüchtigten Netzen, um gleichzeitig zu erkennen, ob sich eine Netzerzüchtigung verringern lässt. Sie soll zeigen, dass der Zubau passender Energiespeicherformen im Teilnetz als Geschäftsfeld der VNB's zur weiter vertiefenden Kooperation und partnerschaftlichen Beziehungen mit deren Kommunen möglich sein könnte.

Es ist heute kaum möglich, die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen für Zukunftstechnologie vorherzusehen, da in der EU ständig neue Anpassungen vorgenommen werden und das Phänomen der Preisbestimmung von Angebot- und Nachfrage weiterhin die tragende Rolle spielt.

Es wird im Vorfeld davon ausgegangen, dass Anlagen die im Teilnetz implementiert werden den Vorschriften und Normen entsprechen. Die virtuellen Anlagen werden mit bewährter Technik und Schnittstellen angenommen, die für VNB's als erprobt und zugelassen gelten. Für den Erhalt der Qualität in dieser Stromwirtschaft und Energieverteilung ist ein Umstellen auf vollständig autarke Einzelsysteme nicht vorteilhaft.

Da diese Form einer, in ein paar Jahrzehnten, möglichen regenerativen Energieversorgung noch keine Erfahrungen aufweist, wird das Thema mit theoretischen wirtschaftlichen Bedingungen erkundet und virtuell aufbereitet.

2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Energiespeichernutzung

Besonderheiten des Strommarktes

Die Ware *Strom* ist netzgebunden und deren Verfügbarkeit setzt ein Transportnetz voraus.

Das Produkt *Strom* ist, anders als bei der Spannung, nicht über Qualitätsmerkmale differenzierbar. Das Produkt *Strom* wird als zeitlich abgegrenzte Menge an Strombörsen gehandelt.

2.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen

Der Strommarkt wird zur Bereitstellung von Regelleistung überwiegend durch die Regelung der Kraftwerke selbst bedient. Er bietet wegen des Ausbaus fluktuierender, erneuerbarer Energien einen wachsenden Zielmarkt für Energiespeicher. Ein erhöhter Anteil erneuerbarer Energien könnte die Preisspanne an der Strombörse vergrößern und zu einer besseren Wirtschaftlichkeit von Speichern führen. Die Wirtschaftlichkeit für Marktteilnehmer oder VNB wird dabei vom Netznutzungsentgelt und dem EEG bestimmt.

2.1.1 Staatliche Beschlüsse zur Energiewende

Laut energiepolitischen Beschlüsse der letzten Jahre, will die Bundesregierung:

- alle Kernkraftwerke bis 2022 vom Netz nehmen,
- bis 2020 den EE- Anteil an Stromversorgung von derzeit 20% auf 35% erhöhen und den Verbrauch um 10% senken
- bis 2050 den EE-Anteil auf 80% erhöhen,
- bis 2050 den Primärenergiebedarf des Gebäudebestandes auf ein klimaneutrales Niveau reduzieren, die EEG-Umlage auf das derzeitige Niveau von 3,5 Cent/kWh begrenzen.

Im Moment liegt der von Regierung und den vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erarbeitete Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 für erneuerbare Energien zur Bestätigung vor. Die Basis des NEP 2014 ist die EEG-Reform vom 30.08.2013 mit dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen. Während der Erstellung der Netzentwicklungspläne von 2012, 2013 und 2014 wurden durch den Gesetzgeber im Zuge

der Novellierung des EEG zeitgleich grundlegende energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen neu bestimmt. Der NEP hat das Ziel die Stromtrassen der Höchstspannungsebene von Nord nach Süd festzulegen und gesetzlich zu verankern. Mit dem EEG wird versucht steuernd einzuwirken.

Die energiewirtschaftlichen Regularien werden in den nächsten Abschnitten zusammenfassend erläutert und sind wegen deren Komplexität in dieser Arbeit nicht vollständig beschrieben.

2.1.2 Teilnehmer am Strommarkt

Lieferanten, Netzbetreiber, Abnehmer und zwischengeschaltete Händler haben in der Verbändevereinbarung (aktuell VVII plus) Richtlinien für Netzzugangsbedingungen und -entgelte festgelegt. Grundlage sind die Lastganglinien die ein einheitliches Bewertungs- und Abrechnungsraster für Abnehmer oder Erzeuger bieten. Jeder Kunde oder Verteilnetzbetreiber ist dabei eindeutig einem Bilanzkreis zugeordnet. Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus bestehenden Rahmenverträgen durchzuführen sind. Unter Rahmenverträge sind unter anderem ein Netznutzungsvertrag zwischen Netzbetreiber und Netzkunde, ein Netzanschlussvertrag zwischen Netzbetreiber und Netzkunde Eigentümer, oder ein Händlerrahmenvertrag zwischen Verteilnetzbetreiber und Händler/Lieferant, zu verstehen. Verträge dieser Art können sich aufgrund sinkenden Energieausgleichs zwischen Netzbetreiber verschiedener Spannungsebenen durch lokale Energiespeicherung und der daraus resultierenden geringeren Ausgleichszahlungen positiv auf das Geschäftsergebnis des Verteilnetzbetreibers auswirken.

2.1.3 Netznutzungsentgelt (NNE)

Die Höhe der Netznutzungsentgelte können Netzbetreiber nicht willkürlich bestimmen. Vielmehr errechnet die Bundesnetzagentur auf Basis der Netzentgeltverordnungen (Strom-NEV) die zulässigen Preise. Die NNE sind an den jeweiligen Netzausbau gekoppelt. Sie liegen (geregelt in der Anreizregulierung-Verordnung (ARegV)) in strukturstarken Regionen niedriger als in strukturschwachen. Sie bestimmt die Netzqualität und vergleicht über einen Q-Faktor die Verteilnetzbetreiber (VNB). Leider haben die neuen Bundesländer wegen der Netzstruktur einen Nachteil(fehlenden Querverbindungen → zu hohe Ausfallzeiten).

Jeder Netzbetreiber muss zudem seine Kosteneffizienz belegen und gegebenenfalls auch steigern. Die Abbildung 2.1 ¹ zeigt vergleichbar die Entwicklung der Entgelte. Damit die Steigerung der Kosteneffizienz nicht zu Lasten von Netzqualität und Netzstabilität geht, sieht die Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung auch Zu- oder

¹ www.energieblog-niedersachsen.de

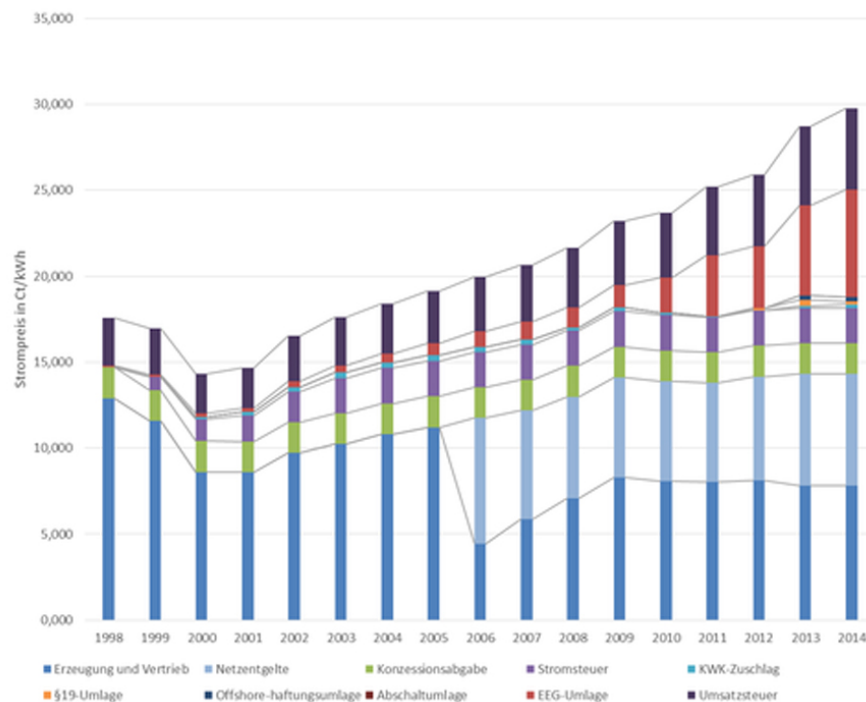


Abbildung 2.1: Entwicklung der Netznutzungsentgelte

Abschläge auf die Netzerlöse in Abhängigkeit zur Netzqualität vor. Für Netzbetreiber soll so ein Anreiz geschaffen werden, die Erlöse aus den Durchleitungen in den Ausbau und die Qualitätssicherung ihrer Netze zu investieren. Letztlich sollen mithilfe der Anreizregulierung auch die Endverbraucherpreise sinken.

Der Anteil der Netzkosten am Strompreis liegt bei nur 20 Prozent. Zu den Netzkosten gehören nicht nur die Investitionen in Aufbau und Instandhaltung eines Netzes, sondern auch die jeweilig unterschiedlichen Kosten, beispielsweise für das Personal, die Betriebsführung und die Regelenergie. Die daraus errechneten Jahresnetzkosten werden von den Netzbetreibern durch die Jahreshöchstlast² geteilt. Auf diese Weise erhält der Netzbetreiber den Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt.

Zusätzlich fallen noch Umspannungskosten an. Sie entstehen, wenn Strom von einer Spannungsebene an die andere weitergegeben wird. Diese werden dabei auf dieselbe Weise wie das Netznutzungsentgelt angesetzt. Der Netzbetreiber gibt die Jahresnetzkosten als Kostenwälzung weiter, die er an den vorgelagerten Netzbetreiber zahlen muss und darf aus den Netzentgelten eine Eigenkapitalrendite erzielen. Derzeit liegt die genehmigte Rendite für Verteilnetzbetreiber im Durchschnitt bei sechs bis neun Prozent.

Die Höhe des Netznutzungsentgelts entscheidet unter anderem darüber, wie schnell und erfolgreich neue Stromanbieter in den Markt eintreten und wie teuer die Ware Strom für die Abnehmer wird.

² www.stromtip.de/Rubrik...

2.2 Rahmenbedingungen für die Vergütung von erneuerbarer Energien

Der im August 2014 in Meseberg geschlossene Koalitionsvertrag³ für erneuerbare Energien (EE) beschließt die Direktvermarktung der Erträge aus EE- Anlagen, um eine Überförderung von regenerativen Anlagen zu verhindern.

Die gesetzliche Vergütung der regenerativen Einspeiseleistungen zahlt der Netzbetreiber, in dessen Netz die regenerativen Energien eingespeist werden. Sie ist, je nachdem welche Technologie eingesetzt wird, unterschiedlich hoch.

2.2.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

In diesem Abschnitt sind für eine zukünftige Speichernutzung im Zuge des Energieüberschuss einige relevante rechtliche Gegebenheiten herausgezogen.

Der **§ 1 des EEG** ist die Grundlage aller sich positiv auf die neue Energielandschaft auswirkenden Faktoren, wie:

- eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes zu ermöglichen
- verringern volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung mit Hilfe langfristiger externer Effekte
- fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

Der **§ 12** beschreibt die Erweiterung der Netzkapazität mit folgenden Vorgaben:

- Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen
- die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen

Für Energiespeicher gelten auch die Förderbestimmungen:

Im **§ 19 Förderanspruch für Strom** haben Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, für den in diesen Anlagen erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf die Marktprämie und Einspeisevergütung.

Dieser Anspruch besteht auch bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen.

Mit dem Förderanspruch für Flexibilität, reguliert im **§ 52**, haben Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf finanzielle Förderung für die Bereitstellung

³ www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/...

installierter Leistung.

Der **§ 53 Flexibilitätszuschlag** für neue Anlagen gilt für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt.

Anlagenbetreiber können vom Netzbetreiber, lt. **§ 34 Marktprämie**, für direkt vermarkteten Strom aus erneuerbaren Energien, den sie tatsächlich eingespeist oder an Dritte abgesetzt haben, eine Marktprämie verlangen.

Die *Voraussetzungen der Marktprämie* erläutert in **§ 35** den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie, wenn:

- für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch genommen wird,
- Strom nicht in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

§ 36 Fernsteuerbarkeit

Satz 1 Nummer 1 ist auch erfüllt, wenn für mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden. Mit dieser können die Direktvermarktungsunternehmer oder andere Personen jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen und die gesamte Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert reduzieren.

§ 80 Doppelvermarktungsverbot

Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere nicht in mehreren Veräußerungsformen oder mehrfach in derselben Form veräußert werden. Die Vermarktung als Regelenergie ist im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen.

Die Regelungen des EEG werden seitens **§ 98 Monitoringbericht** ständig an die veränderlichen Bedingungen erörtert und gegebenenfalls angepasst und die Bundesregierung muss bis spätestens 30. Juni 2016 dem Bundestag über ihre Erfahrung berichten.

2.2.2 Energiewirtschaftsgesetz EnWG

Das EnWG beschreibt umfassend alle relevanten energiewirtschaftlichen Forderung an alle Beteiligte am Strommarkt. Einige vordergründige Gesetze werden nachstehen benannt und erläutert.

EnWG: § 118 Abs. 6 wird wie folgt gefasst: "Anlagen, die Strom mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicherung aus dem Netz entnehmen und zeitlich verzögert wieder in Transport- oder Verteilnetze einspeisen, sind keine Letztverbraucher im Sinne des EnWG und sind von der Zahlungsverpflichtung von Netzentgelten befreit."

Offen ist derzeit die gesetzliche Klarstellung, dass Stromspeicher, die Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz beziehen und dorthin zurück speisen, nicht als Letztverbraucher anzusehen und damit nicht EEG-umlagepflichtig sind. Eine umfassende Befreiung der Energiespeicher von den Netzentgelten ist nötig, wenn die erforderlichen Investitionen in Speicherprojekte nicht aufs Spiel gesetzt werden sollen.

Energiespeicheranlagen würden sonst, wenn diese Auslegung der Regelung zutrifft der (doppelten) EEG-Umlagepflicht unterliegen, wenn sie nicht als Eigenerzeuger von einem Erzeugungsanlagenbetreiber betrieben werden. Werden neue Stromspeicher von einem Erzeugungsanlagenbetreiber betrieben, so ist mit der o.g. Ausnahmeregelung nicht rechtssicher ausgeschlossen, dass sie zumindest in Höhe ihrer Speicherverluste EEG-umlagepflichtig sind.

2.2.3 Grundpflichten

Genehmigungspflichtige Anlagen laut Bundes-Immissionsschutzgesetzes ⁴(BImSchG) sind so zu betreiben, dass von ihnen, soweit technisch möglich, keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt einhergehen. Hierbei ist der jeweilige Stand der Technik zu berücksichtigen.

Folgende Anforderungen müssen mit ihren Werten den gesetzlichen Vorgaben entsprechen:

- Begrenzung der Emissionen nach dem Stand der Technik, z.B.
 - Schadstoffe
 - Lärm
 - Geruch
- Vorrang der Abfallvermeidung und -verwertung vor der Beseitigung
- Gebot zum effizienten Umgang mit der eingesetzten Energie

Der Stand der Technik wird regelmäßig fortgeschrieben, z.B. in der TA-Luft (Emissionsgrenzwerte) und den Verordnungen zum BImSchG. So ist beispielsweise vorgegeben, dass der Anlagenbetreiber verpflichtet ist, seine Anlagen nachzurüsten, wenn sich der Stand der Technik weiterentwickelt.

2.3 Energieeffiziente Kommune

Die Europäische Union und die Bundesregierung treiben die Energiewende stark voran. Im Vordergrund stehen dabei die Erhöhung der Energieeffizienz und der Ausbau von regenerativen Energien und Entwicklung von neuen Märkten.

⁴ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen - 4. BImSchV

Auch Kommunen sind gefordert, an der Energiewende aktiv mitzuarbeiten, da der kommunale Klimaschutz ein besonderes Anliegen des Bundesumweltministeriums ist. Denn wenn es gelingt, den Klimaschutz in der Kommune voranzutreiben, wird sich dieses Bewusstsein auch auf deutschland- und europaweite Maßnahmen auswirken. Das zukünftige System sollte ein aus verbrauch- und produktionsorientiertes vernetztes Gesamtsystem ergeben, wie Smart Market mit angepassten Leistungspreisen.

2.3.1 Smart Market

Smart Market wurde als zusätzlicher Bereich außerhalb des Smart Grid für die zukünftige Energiewirtschaft ins Leben gerufen.

Beispiele für Smart Market sind:

- Zeitverlagerung des Verbrauchs aufgrund von variablen Energiepreisen (Demand Response)
- Einsparung von Energie durch Verbrauchstransparenz
- Aufbau von lokalen Marktplätzen für regionalen Energieüberschuss
- Pooling von Verbrauch oder Erzeugungskapazität zur besseren Vermarktung (z. B. als Regelenergie)
- Virtuelle Kraftwerke aus Speicher/Speicherdienstleistungen und Elektromobilität

2.3.2 Lastgang

Der Lastgang unterliegt dem Jahr folgend witterungs- und verbrauchsbedingten Schwankungen. Die Auswertung der Lastgänge für Einzelanlagen, Wohn-, Industrie- oder Mischgebiete sind eine wichtige Prognosegrundlage für den zukünftigen zeitabhängigen Energiebedarf der Abnehmer. Aus den Vergleichswerten vergangener Aufzeichnungsperioden wird der zukünftige Bedarf an Energie ermittelt. Je genauer und einheitlicher sich die Werte gleichen umso weniger kurzfristige Anschaffung von Energie zu höheren Preisen oder Anschaffung von Überkapazität an Energie sind in nachfolgenden Zeiträumen notwendig.

Diese Risiken und Abweichungen von

- Auswertung des Lastganges letzter Jahre
 - Prognose für Energieanschaffung
 - Energiebezug zum Prognosezeitpunkt

beispielsweise bei besonderen Wetterlagen entstehen durch unvorhergesehene Abweichung zur Prognose. Sie müssen in kürzester Zeit bereitgestellt und durch Ausgleichsenergie behoben werden. Diese zusätzlich punktuellen Abweichungen sind als Extremwerte (Peak), mit Einflussfaktoren wie Temperaturänderung an den schnellen La-

regelungen des Verbundes gravierend beteiligt. In wenigen Jahren könnte die volatile Energieerzeugung die Prognose eines Lastganges erschweren.

2.3.3 Leistungspreis und Arbeitspreis

Der Leistungspreis ist der Ausgleich für ständiges Vorhalten elektrischer Leistung am Kundenanschluss, er deckt die festen Kosten (k_{fix}). Vom Arbeitspreis werden die variablen Kosten (k_{var}) gedeckt und entspricht dem Energiebezug des Kunden.

Diese Kostenstruktur ermöglicht zweigliedrige Tarife und Preise. Zur Optimierung der Energiebezüge werden, als Tarifoptionen der Niedertarif (NT), Hochtarif (HT) und Höchstarif (HHT) dem Kunden angeboten.

Werden die Flächenkraftwerke zukünftig der Standard, könnten sich ein Sommer- und Winterarbeitspreis ergeben, der den höheren konventionellen Energiebedarf im Winter rechtfertigen könnte. Für die Sommermonate könnten Speicheranlagen als Teil der Flächenkraftwerke zukünftig die erhöhte Leistungsanforderung im Energieversorgungsnetz optimieren.

Die Preisbildung der Netzentgelte für Strombezug oder Einspeiseleistung könnten politisch neu strukturiert werden. Beispielsweise in Zeiträumen von hoher bzw. niedriger solarer Einstrahlung im Abgleich des Lastverhaltens der Abnehmer. Gleiches gilt hier auch für Zeiträume mit hohem oder niedrigem Anteil von Windkraft.

Für Zeiträume mit geringer solarer Einstrahlung wird auch zukünftig ein erhöhter Anteil an konventioneller Energie notwendig sein. Hier kann sich die Preisbestimmung schwieriger gestalten, da die Energieüberschüsse aus PV kaum die Tageshöchstlastzeiten übertreffen und bei ab 2050 geforderten 80% regenerativen Energie, dezentrale Erzeugungsanlagen (Bsp. Biogas;saisonal betrieben) wesentlich höhere Preise verursachen.

In dieser Untersuchung soll die Vertiefung von Entgeltmechanismen mit ihren komplexen Abläufen nicht weitergeführt werden.

3 Übersicht möglicher Speicherformen

Für diesen regionalen Leistungsausgleich könnten sich in den nächsten Jahren neue Speichertechnologien, wie Redox-Flow-Anlagen (näher erläutert in Abschnitt 3.2), kleinere Pumpspeicherwerke oder Druckluftspeicher gut eignen.

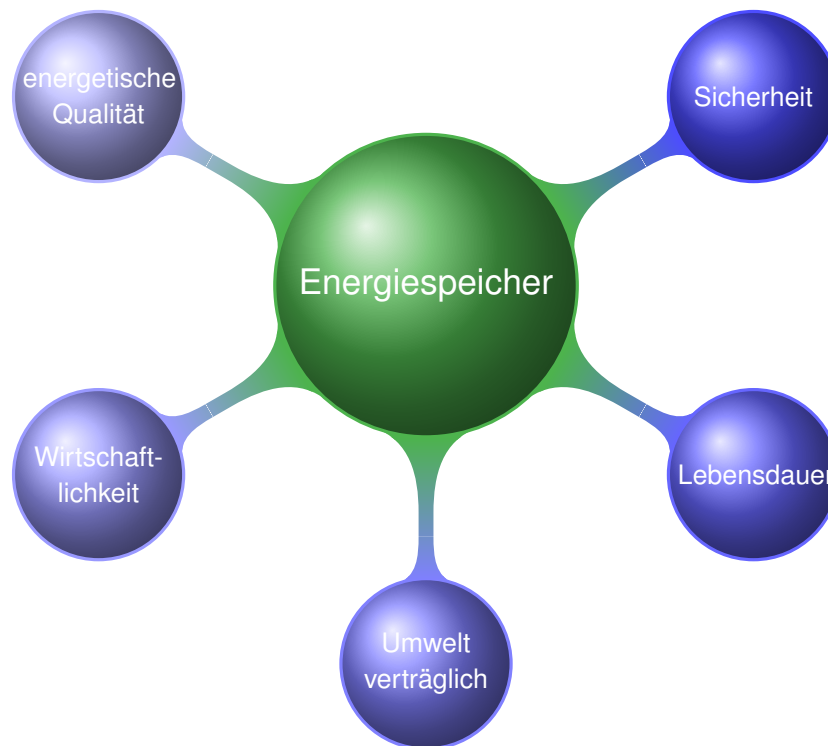


Abbildung 3.1: Anforderung an Energiespeicher

Die wichtigsten Voraussetzungen für den Einsatz zukünftiger Speichersysteme im Mittelspannungsnetz sind:

- geringe spezifische Kosten
- hohe Lebensdauer
- große Lade-/ Entladezyklen
- geringer Platzbedarf
- Erfüllung technischer Anschlussbedingungen

Die Speichersysteme der Zukunft in der regionalen Energieversorgung sollten soviel Energie aufnehmen können, dass zu Zeiten mit geringer bis keiner regenerativer Erzeugung alle Abnehmer weiter versorgt sind. Die Versorgung beinhaltet die 20% konventionelle Energiebereitstellung aus den Bestandskraftwerken zur Spannungs- und Frequenzhaltung. Es kann im Verlauf der nächsten Jahrzehnte soweit gehen, dass die Frequenz- und Spannungshaltung dezentral über Regeleinheiten sicher gestellt wird.

In den Tabelle 3.1 (siehe ergänzend Tab. 3.3) werden einige in Betracht kommende Varianten aufgeführt und anschließend kurz erläutert. Die genannten Leistungsgrößen

Speicherform	Vorteile	Nachteile	Baugröße [1MWh]
Pumpspeicher	Kurze Anfahrzeit	Höhenunterschied, Platzbedarf	$2 * 1000m^3$
Biomasse	nachwachsend, Abfallverwertung	Energieaufwand hoch, Lebensmittelkonkurrenz	0,1 ha
Batteriespeicher	schnell nutzbar	Platzbedarf, Umwelt, teuer	$14m^3$ + Umbau
Druckluft	einfache Technik, große Mengen	Standort, ΔT	$5000m^3$
Wärmespeicher	einfache Technik	kurz nutzbar	k.vgl.
Schwungmasse	kleine Baugröße	sehr teuer	1000 kg
Wasserstoff	lange Speicherzeit	Energie, Transport teuer	530 kg

Tabelle 3.1: *mögliche Speichergrößen*

können je nach Netzverhältnissen, geographischer Gegebenheit und Energiebilanz variieren. Somit können auch größere Anlagen in Betracht kommen. Für dieses herangezogene Teilnetz sind Energiespeicheranlagen mit maximal 20 MWh, anhand des Lastganges und der hinterlegten Einspeisemöglichkeit aus PV, als Bewertungsgrundlage berücksichtigt.

3.1 Pumpspeicherkraftwerke [PSW]

Pumpspeicherwerke unterschiedlicher Baugrößen zeichnen sich gegenüber konkurrierenden Systemen durch ihren derzeit guten Anlagenwirkungsgrad aus. Der Aufbau ist allerdings, aus geographischer und umweltschützender Sicht, anderen Systemen gegenüber nachteilig. Einige Gründe sind:

- Das untere Staubecken sollte in der Nähe eines Fließgewässers errichtet werden
- das Oberbecken sollte idealerweise mindestens 100 m Höhenunterschied zum Unterbecken aufweisen

Ist der Bedarf an zu verstetigender Energie bekannt, werden die spezifischen Investitionskosten bestimmt, durch:

- den Höhenunterschied zwischen Unter- und Oberbeckens
- die Zulaufmenge des Fließgewässers
- die Baugröße der Speicheranlagen

- den benötigten Volumenstrom

Der Einspeichervorgang, hängt einerseits von der Strömungsmenge der Pumpe und der darauf abgestimmten Motorleistung ab und andererseits von der zur Verfügung stehenden Energiemenge aus regenerativen Energieüberschuss. Anders herum als Erzeugungseinheit, ist zum einen die Turbine-Generator-Einheit und zum anderen die im Netz benötigte Energie von Bedeutung.

3.1.1 Bauformen

Generatoren, die die gleiche Funktionsweise von Windkraftanlagen aufweisen, eignen sich für den Betrieb von kleineren Pumpspeichieranlagen gut.

Für Transport des Wassers gibt es verschiedene entwickelte Turbinen, bzw. Pumpen kleinerer Bau- und Leistungsgrößen. Die Francisturbine bzw. Pumpe(siehe Abb. 3.2)⁵

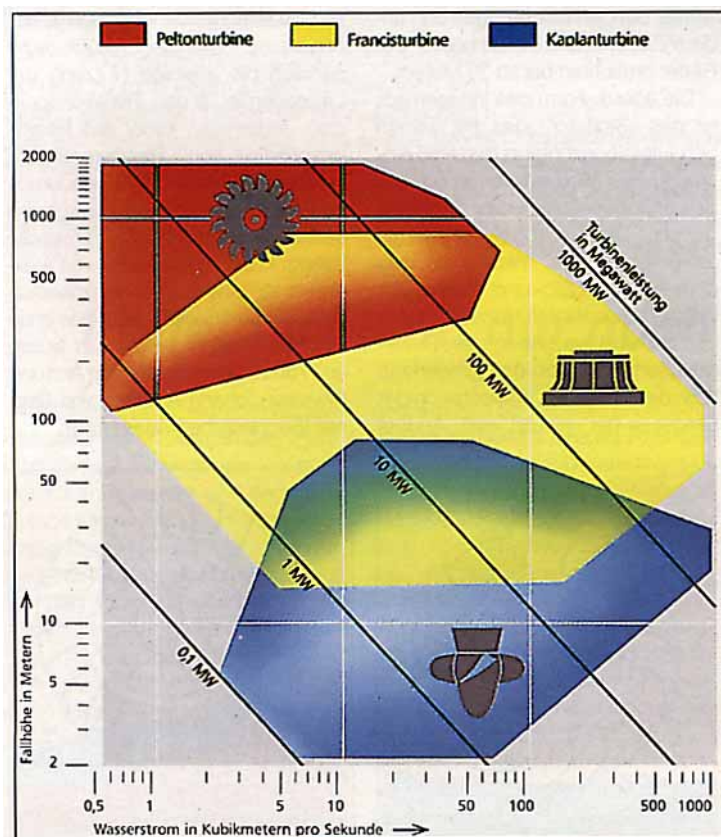


Abbildung 3.2: Bau- und Leistungsgrößen von Turbine

eignet sich im einstelligen Megawattbereich und für kleiner Höhenunterschiede am besten. Für Teilnetze in Mittelgebirgsregionen könnten diese Turbinen zur wirtschaftlichen Verstärkung volatiler Energie beitragen.

⁵ <http://www.udo-leuschner.de/>

Betrachtet man die Anlagengröße von 15 MWh als Erzeugungsanlage im Teilnetz für einen Zeitraum von 16 Stunden, ergibt die Turbine-Generator-Einheit eine benötigte elektrische Leistung P_{elG} von mindestens 1,2 MW.

Die elektrische Leistung des Generators P_{elG} ist die Grundlage zur Bestimmung der Anschlussbedingungen im Teilnetz. Unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade ist die Turbine dem anzupassen. Hauptsächlich sind dabei der Turbinenwirkungsgrad η_T und der Generatorwirkungsgrad η_G zu berücksichtigen.

$$P_{elG} = \eta_T * \eta_{Gt} * \eta_G * \rho_{H_2O} * g * h * \dot{V} \quad (3.1)$$

P_{elG} ergibt die eingespeiste elektrischer Energie aus der benötigten Turbinenleistung P_T mittels dem nötigen Volumenstrom \dot{V} des Wassers.

$$P_T = \eta_T * \rho_{H_2O} * g * h * \dot{V} \quad (3.2)$$

Die mechanische Leistung der rotierenden Turbine $P_{T_{mech}}$ treibt den Generator über ein Getriebe an. Das Getriebe wird ebenfalls mit seinem Wirkungsgrad η_{Gt} berücksichtigt.

$$P_{T_{mech}} = \eta_T * \eta_{Gt} * \rho_{H_2O} * g * h * \dot{V} \quad (3.3)$$

Um die Energiemenge 16 h ans Teilnetz abzugeben ist ein Volumenstrom des Wassers (mit konstanter Leistung der Anlage) \dot{V} von $0,9 \text{ m}^3/\text{s}$ nötig.

Die Leistung P_P der Pumpeneinheit bezieht, zur Abnahme von volatiler Energie aus regenerativen Überschuss, eine deutlich höhere Leistung über die Motor-Pumpe-Einheit aus dem Teilnetz.

$$P_P = \eta_P * \rho_{H_2O} * g * h * \dot{V} \quad (3.4)$$

Die daraus resultierend Differenz aus Turbinenleistung P_T und Pumpenleistung P_P ergeben die Verluste.

$$P_T \neq P_P ; \text{ weil } \eta_T > \eta_P \quad (3.5)$$

3.1.2 Beispieldarstellung

Ausgangswert zur kurzen Erläuterung sind 1000 Liter Wasser bei einem Höhenunterschied von 400 m die umgerechnet 1,09 kWh potentielle Energie enthalten.

$$E_{pot} = 1000 \text{ kg} * 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 400 \text{ m} = 3,924 \text{ MWs} = 1,09 \text{ kWh} \quad (3.6)$$

Die Zeiträume der Energieentnahme können, für das herangezogene Teilnetz (beschrieben im Kapitel 6, ab Abschnitt 6.3.3) mit 16 Stunden betrachtet werden.

Bei maximal 100 m Höhenunterschied können 50000 m^3 Wasser ausreichen, um eine 15 MWh-Speicheranlage zu füllen. Zwei Becken mit dem Durchmesser von mindestens 103 m und einer Tiefe von 6 m reichen aus. Der Flächenbedarf eines Beckens entspricht

einer Mindestgröße von 8350 m^2 .

Die Energieausbeute (Tabelle 3.2) verringert sich linear zum Höhenunterschied. Dass heißt, bei 100 m Höhenunterschied kann nur 25% an Energie umgesetzt werden.

Höhendifferenz	W_s/m^3	kWh/m^3
100	920	0,25
200	1840	0,51
300	2760	0,77

Tabelle 3.2: *Speichergröße pro m^3*

3.2 Elektrochemische Speicheranlagen

Elektrochemische Speichersysteme im Megawatt-Bereich sind noch nicht alltäglich. Bestehende Forschungsobjekte als Lithium-Ionensystem oder Redox-Flow-Anlagen erfahren derzeit eine hohe Aufmerksamkeit. Die Berücksichtigung von Speicheranlagen auf Lithium-Ionen-Basis wird in dieser Arbeit nicht weiter forciert, da diese Technik für Großspeicheranlagen einen stark begrenzten Rohstoffmarkt vorweist.

3.2.1 Redox-Flow-Systeme [RFB]

Redox-Flow-Batterien besitzen hohe Wirkungsgrade sowie einen einfachen und modularen Aufbau. Zudem sind Leistung und Energiemenge getrennt skalierbar. Redox-Flow-Systeme ⁶, mit ihrer spezifischen Energiedichte bis zu 70 Wh/l wurden als große Speicherkapazitäten wiedererkannt. Sie kann unbeschadet bis auf 0% entladen werden. Diese Anlagen werden jetzt schon für die Umwelt als unbedenklich eingestuft. Die Bestandteile können zu 100% regeneriert werden.

3.2.2 Aufbau und Funktionsprinzip

Der Aufbau einer Redox-Flow-Batterie (RFB)^{3,7} ähnelt einer Brennstoffzelle, ist gegenüber einer Brennstoffzelle reversibel und besitzt keine Selbstentladung. Ein großer Nachteil der Vanadiumoxidenten ist, dass bei Temperaturen oberhalb von 40°C die Divanadylkationen $[\text{V}^{2+}]$ zu Vanadiumpentoxid $[\text{VO}_5]$ reagieren. Dieser Vorgang ist irreversibel und unerwünscht, da er zu einem Verstopfen der Zellen und damit zu einer Beschädigung der gesamten Anlage führt. Die Betriebstemperaturen beschränkt sich

⁶ Veröffentlichte Angaben einer Präsentation des Fraunhofer Institutes

⁷ Quelle: www.forschung-energiespeicher.info/...

daher zwischen 5 bis 30 °C.

Die Elektrolyte werden extern in Tanks gelagert und mit Pumpen durch die zentralen Einheiten geleitet. Die Tankgrößen bestimmen den Energiegehalt und die daraus resultierende Lade- und Entladezeit in Abhängigkeit ihrer Verschaltung pro Stack und String. Die Redoxaktivität zweier Oxidanten bzw. Reduktanten wird hier nur erläutern. In Abbildung 3.3 ist zu erkennen, dass Vanadium mit unterschiedlichen Wertigkeiten in zwei Richtungen, getrennt durch eine Membran, Elektronen austauschen. Mit roten Pfeilen versehen, ist die Aufnahme von Energie in dem an der Anode das V^{4+} ein Elektron aufnimmt und seine Wertigkeit zu V^{5+} oxidiert. Die Kathode wechselt seine Wertigkeit von V^{3+} zu V^{2+} . Gibt die RFB Energie ab, ist die Reaktion auf beiden Seiten umgekehrt. Es besteht in der Redoxreaktion eine annähernd konstante Aktivität. Die zentrale Ladeein-

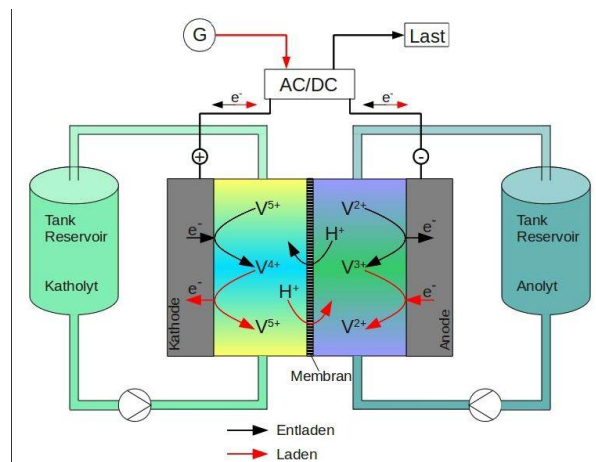


Abbildung 3.3: Redox Flow System

heit ist eine mit Katalysatoren besetzte Membran, die zwei Elektrolyte unterschiedlicher Ladung trennt.

3.2.3 Herleitung des Potenzials pro Zelle

Laut einer Studie von Christian Blanc und Alfred Rufer⁸ liegt die Flussrate des Elektrolytes pro Zelle bei 2 l/s.

Für die Berechnung des Elektrodenpotenzials der Redoxreaktion einer Vanadium-Redox-Batterie wird anhand der Nernst-Gleichung (3.7) die Spannung einer Halbzelle (Anode, Katode) bestimmt.

$$E = E^{\circ} + \frac{R * T}{Z_e * F} * \ln \frac{\alpha_{Ox}}{\alpha_{Red}} \quad (3.7)$$

E° : Standardelektrodenpotenzial

R : molare Gaskonstante

⁸ Laboratoire d' Electronique Industrielle, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne; Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries, S. 352

T : absolute Temperatur

Z_e : Äquivalentzahl

F : Faraday-Konstante

α : Redox-Aktivität

Das Elektrodenpotential [E] wird auch als Spannung der Zelle benannt.

$$U = E \quad (3.8)$$

Das Elektrodenpotenzial der Zelle bestimmt sich aus den berechneten Potenzialen der Halbzellen von Anode[E 2] und Kathode[E1] mit den aus Gleichung 3.7 berechneten Spannungen bzw. Potenzialen in Volt.

$$E1 = -0,255V \quad E2 = 1,004V \quad (3.9)$$

Anhand der unterschiedlichen Wertigkeiten und der Elektronenflussrichtung ergibt sich:

$$U = E2 - E1 = 1,004V - (-0,255V) = 1,259V \quad (3.10)$$

die Spannung von 1,259 V pro Zelle.

Bei durchschnittlich 50 Wh/l pro Zelle entspricht das einem Strom von 10 mA/l.

3.2.4 Schematische Darstellung zukünftiger RFB

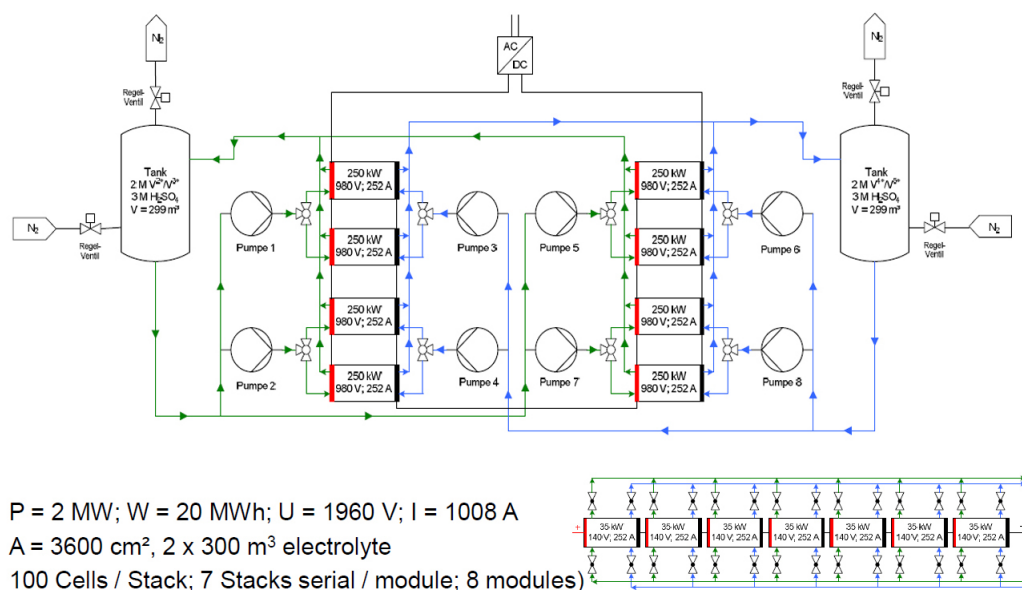


Abbildung 3.4: Beispielschema Redox-Flow-Anlage

Diese schematisch in Abbildung 3.4 dargestellten Speichersysteme⁹ werden über mehrere Wechselrichter am jeweiligen Verknüpfungspunkt betrieben. Der Vorteil liegt in der besseren Implementierung am Verknüpfungspunkt eines Teilnetzes.

Die Gleich- und Wechselrichter können zeitlich versetzt und nacheinander Energie an das Teilnetz abgeben.

Prognosen des Fraunhofer Institut beschreiben für das nächste Jahrzehnt die Weiterentwicklung der RFB-Systeme auf über 100 Wh/l Energiedichte. Die Energiedichte ist im jeweiligen System abhängig vom Elektrolyt und kann dabei nicht vereinheitlicht werden. Es werden dafür verschiedene Ladungsträger wie beispielsweise Bromid untersucht.

3.3 Druckluftspeicher

Für Druckluftspeicheranlagen sind im Gegensatz zu PSW's keine oberirdischen Speicherflächen zwingend, der Eingriff in die Landschaft ist daher gering. Die Wirkungsgrade von Druckluftsystemen liegen immer noch hinter dem eines Pumpspeicherwerkes, werden jedoch kontinuierlich verbessert.

Druckluftspeicher werden in der Öffentlichkeit akzeptiert. Sie besitzen kein gesundheitliches Risiko und greifen auch nicht in die Natur ein. Das ist eine ökologische Art der Energiegewinnung für die Zukunft. Technisch gibt es noch keine wirtschaftlich vertretbare Größe für Leistungsklassen von 1,5 MW und Energiemengen von 15 MWh als Speicherlösungen.

3.3.1 Allgemeine Erläuterung

Für Großanlagen mit Leistungen über 100 MW könnten sich zukünftig Adiabatische Druckluftspeicherkraftwerke [AA-CAES] eignen. AA-CAES-Kraftwerke (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) werden mit einem Wärmespeicher ausgeführt und sind eine Weiterentwicklung der CAES-Druckluftkraftwerke (Compressed Air Energy Storage). Neuere Systeme dieser Art erreichen bereits einen Anlagenwirkungsgrad von ungefähr 60% und gelten als zukunftstaugliche Speicherform von regenerativen Energien in größeren Mengen.

Derzeit wird der Bau eines Druckluftspeicherkraftwerks in Staßfurt (RWE, DLR), mit Wärmespeicher aus Stein, Beton, heißem Öl oder geschmolzenem Salz als Forschungsobjekt aufgebaut und gewinnt zur Verstetigung volatiler Energie zunehmend an Bedeutung.

Kleine Druckluftspeicheranlagen im unteren kW-Bereich im Wohnhäusersegment mit Photovoltaik werden ebenfalls erforscht und sind bereits unter dem Namen CAEStorage zu finden.

⁹ entnommen von Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik

3.3.2 Druckluftspeicher bis 5 MW

Anlagen in der Bau- und Leistungsgröße bis 5 MW sind derzeit mit maximal 50% Wirkungsgrad nicht die effektivste Art zur Verstetigung volatiler Energie in zukünftigen Energienetzen. Ein Mittelspannungs-Teilnetz benötigt Bau- und Arbeitsgrößen von 10-20 MWh. Wobei sich der Bezug nach der auszuspeichernden Energie richtet, die mindestens 10 Stunden einen Generator mit 1 MW elektrischer Leistung betreiben kann. Zur Speicherung solcher Energiemengen sind nach den bekannten max 50% Wirkungsgrad bei Turbokompressoren die zweifache Energiemenge nötig.

Der elektrische Antrieb liegt demnach bei mindestens 2 MW elektrischer Leistung, die überschüssig über mehrere Stunden vorrätig sein muss. Kompressoren dieser Leistungsgröße sind zwar am Markt vorhanden, jedoch mit erheblichen Nachteil. Sie können wirtschaftlich entweder einen hohen Volumenstrom bei geringem Druck oder hohem Druck bei kleinen Volumenströmen beherrschen.

3.4 Wärmespeicheranlagen

Wärmespeicher gelten als sensible Energiespeichersysteme. Die Arten, wie latente, sorptive oder chemische Speicherformen für Wärme, sind für bestimmte Kurzspeicherzeiten in prädestinierten Zeiträumen (z.B. Winter) von großem Interesse.

Erläuterung zu Arten:

- sensibel, Heißwasserspeicher bzw. Feststoffspeicher
- latent, wechselt den Aggregatzustand
- sorptiv, feste Stoffen nehmen Flüssigkeit oder Gase auf
- chemisch, elektrochemisch, Batterie und Wasserstoffspeicherung

Wärmespeicher haben den Vorteil, als Direktverbraucher der Kleineinspeiseanlagen den Energiebedarf aus den Gas- und Stromnetzen zu senken. Sie können am Anschlusspunkt der Erzeugungseinheit mit Unterstützung von Smart-Meter einen direkten Beitrag zur EE-Überschussbegrenzung leisten. Das heißt, in kalten Zeiten eines Jahres wird vor Ort mit regenerativer Energie Warmwasser produziert und gespeichert.

Größter Nachteil ist die Selbstentladung bei längeren Speicherzeiten dieser Wärmeenergie.

3.5 Zusammenfassung

Die installierte Erzeugungsleistung bleibt bei Überkapazität ungenutzt und senkt den Wirkungsgrad des Flächenkraftwerkes im Teilnetz. Energiespeicher erhöhen den Ge-

samtwirkungsgrad eines Flächenkraftwerkes. Sind sie in einigen Jahrzehnten das zentrale Objekt eines Flächenkraftwerkes aus regenerativer Energie, dann ist ein hoher Wirkungsgrad die Voraussetzung zur positiven Wirtschaftlichkeit. Es wird dafür der Energieerntefaktor ε berücksichtigt.

$$\varepsilon = \frac{E_{\text{nutz}}}{E_{\text{ein}}} \quad (3.11)$$

Er gibt an, wie hoch die Energieausbeute zum zeitlich betrachteten Energieaufwand ausfällt. Unter zeitlicher Betrachtung ist eine Abschätzung aller Kosten von Bau bis Rückbau zu verstehen. Der Faktor vergleicht zum Gesamtaufwand alles was zum Bau und Betrieb notwendig ist und wie hoch die prognostizierte Nutzenergie E_{nutz} ist. Der Wert für ε muss aus wirtschaftlicher Sicht ≥ 1 sein.

Speicherform	Energie E_{ein}	Wirkungsgrad η	Faktor ε	Lebenszeit J
Pumpspeicher	$E_{pw} = V * p * g * h$	70%	10..20	60
Biomasse	4kWh/kg	50%	n.d.	20
Batteriespeicher	$\leq 70\text{Wh/l}$	70%	3..7	10
Druckluft	$E_{dl} = V * p * \Delta p$	40%	5..10	20
Wärmespeicher	$E_{th} = V * p * c_{th} * \Delta T$	40%	3..5	25
Schwungmasse	$E_k = \frac{J}{2} * \omega^2$	90%	sehr klein	k.A.
Wasserstoff	$E_{bz} = V * p * \Delta T$	40%	klein	k.A.

Tabelle 3.3: Überblick der Wirkungsgrade von Speicherformen

Einige wenige Speicherformen erreichen bereits heute einen wirtschaftlich vertretbaren Wert ε .

3.5.1 Anforderung an zukünftige Energiesystem mit Speicher

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz für Erzeugungsanlagen ohne gesetzliche Förderung legt bereits fest:

- informationstechnische Anbindung der Übergabestation an die netzführende Stelle des VNB
- VNB stellt in der Übergabestation eine Fernwirkkomponente auf
- VNB richtet die hierfür erforderliche informationstechnische Verbindung ein

Speichersysteme kleinerer Bauart, direkt im Mittelspannungsnetz integriert, können zukünftig für optimalen Energieausgleich sorgen und Regelleistung erbringen.

Sie könnten die Sekundärregelung der Kraftwerke auf die Umspannwerke des VNB verschieben. Das heißt, konventionelle Kraftwerke liefern die Grundlast mit konstanter Spannungs- und Frequenzvorgabe, die Teilnetze übernehmen den restlichen Energiefluss (erläuternd dargestellt in Abb. 3.5).

Voraussetzung dieser Betrachtung ist, dass die zukünftigen Speichersysteme im Leit-

system der Verteilnetzbetreiber eingebunden sind und über neue IT Techniken zur Datenübertragung auch mit Smart-Meter gekoppelt sind.

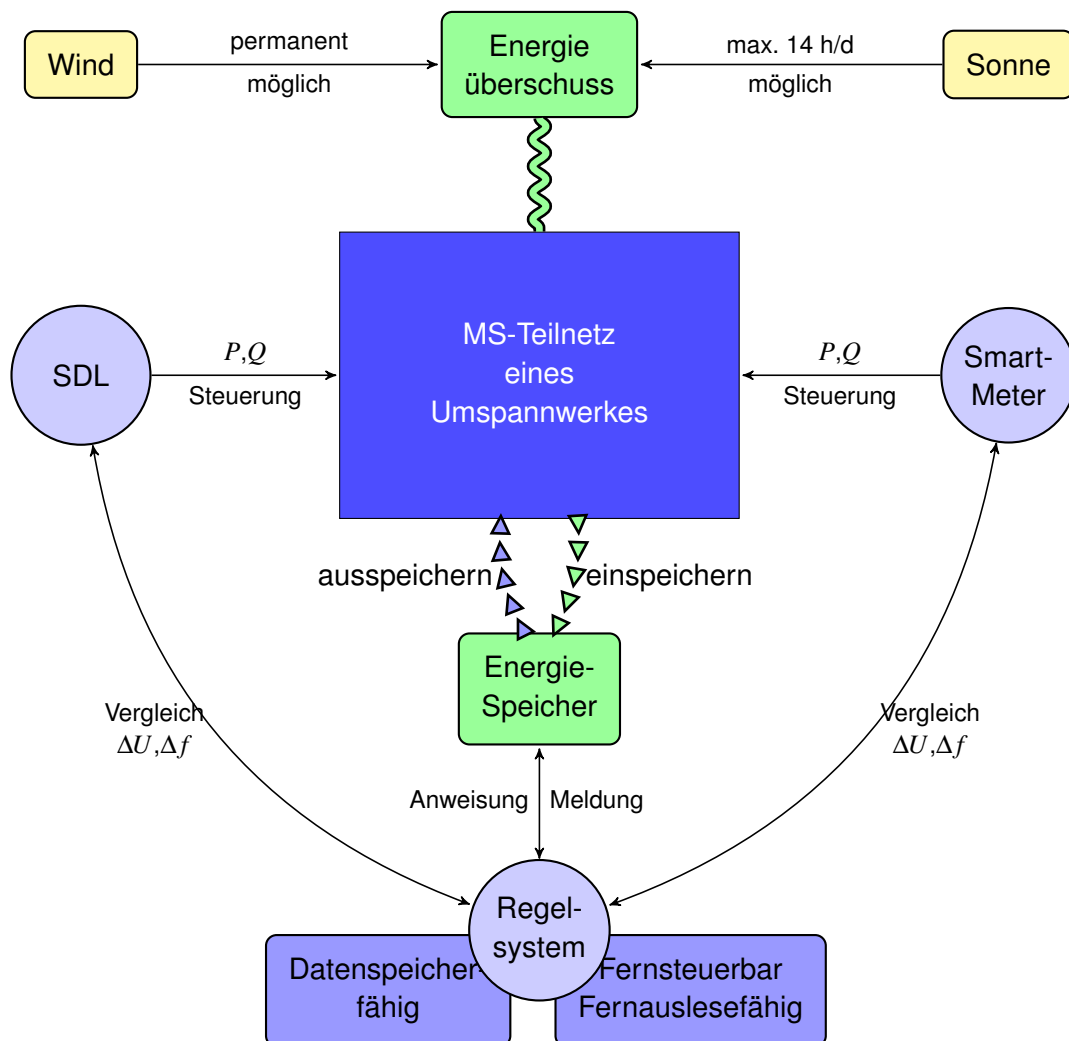


Abbildung 3.5: Beispielschema Speicherregelung im Teilnetz

3.5.2 Prämissen an Speichieranlagen

Grundlage hierfür ist die Vorbeugung von Netzüberlastung bei regenerativer Einspeisung. Bei Nichtabnahme der Energie verursachen volatile Erzeugungsanlagen eine höhere Belastung von Leitungen, Transformatoren und anderen Betriebsmitteln.

Somit ist zum einen die Betrachtung der Belastungsfähigkeit des Netzes aus möglicher Energieeinspeisung vorzunehmen. Weiterhin, im Hinblick zu Speichieranlagen, ist die nötige Kapazität und Leistungsgröße auf das jeweilige Teilnetz abzustimmen. Speichieranlagen wirken auf ein Netz zeitweilig als Energieerzeugungsanlage (EEA) oder als Verbraucher. Für beide Zustände ist die technische Betrachtung nach diesen einschlägigen Anschlussbedingungen zu überprüfen. Dabei wird standardmäßig Anschlussscheinleis-

tung der Erzeugungsanlage zugrunde gelegt und mit der Belastung von Netzbetriebsmitteln verglichen.

3.5.3 Ausblick für zukünftige Regelsysteme an Speichieranlagen

Rüstet man in den nächsten Jahren zum Erhalt der Verteilnetze diese so um, dass der Verteilnetzbetreiber den größten Anteil der Energiebilanz reguliert, können Speichieranlagen (größer 1 MW Leistung) technisch von Vorteil werden.

Ein noch nicht geklärter Punkt (in der Forschung bereits aufgenommen) sind Regelungen und Schutzeinrichtung für solche funktionierenden Teilnetze.

Sind beispielsweise mehrere Speichieranlagen, verteilt auf den Teilnetzbereich nötig, müssen diese in einem Regelkreis zur Speicherung oder Bereitstellung von Energie zusammenwirken (siehe Beispielschema Abb.3.5). Diese Regelkreise können für eine Entlastung der Netze und Verringerung der Übertragungsverluste anhand dem Zusammenwirken von Smart-Meter, Systemdienstleistungen (SDL) und der Fernsteuerung von Speichieranlagen sich vorteilhaft auswirken. Da immer mehr volatile Erzeugungsanlagen ans Stromnetz angeschlossen werden, gewinnt einerseits die Verstetigung der Energie und die Flexibilisierung des Verbrauchs zunehmend an Bedeutung.

4 Bewertungsgrundlagen von zukünftigen Speichieranlagen im Teilnetz

Eine Speichieranlage am Mittelspannungsnetz wirkt unter Berücksichtigung der Technische Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz" der BDEW als Erzeugungsanlage. Wesentliche Merkmale sind:

- **Spannungsänderung**
 - Änderung des Effektivwertes der Spannung
- **Spannungsänderungsverlauf**
 - Zeitdifferenz zwischen Anfangs-Effektivwert und nachfolgenden Effektivwerten der Spannungsänderung
- **Spannungsschwankung**
 - Folge von Spannungsänderungen oder Spannungsverläufen
- **Spannungsunsymmetrie**
 - Abweichung der drei Spannungen des Drehstromsystems in ihrer Amplitude bzw. Abweichung von der Phasendifferenz 120°

4.1 Vorgaben der DIN VDE für Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Mittelspannungsnetz

Erzeugungsanlagen unterliegen, für den Betrieb an öffentlichen Netzen, den einschlägigen Richtlinien und Anforderungen aus der DIN EN 50160.

Im wesentlichen beschreibt die DIN 50160 folgende Merkmale:

- Höhe der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder- und Mittelspannungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen
- Frequenz, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen

In den folgenden Unterpunkten wird auf die wesentlichsten Anforderungen näher eingegangen.

Der technisch sichere und wirtschaftlich zuverlässige Betrieb eines Netzes ist nur möglich mit Kenntnis über seine elektrischen Beanspruchungen.

Die folgende Auflistung zeigt einen Überblick der wichtigsten Berechnungsverfahren:

- **Lastflussberechnung**, benötigt für:
 - Überprüfung der Spannung an Verknüpfungspunkte
 - Auslastung der Betriebsmittel
- **Kurzschlussberechnung**, zur:
 - Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel
 - Sicherstellung der zuverlässigen Schutzfunktion
- **Oberschwingungsberechnung**, für:
 - Ermittlung des Oberschwingungsgehalt für Spannungen und Ströme
 - Ausschluss unerwünschter Beeinflussungen durch eingespeiste Signale

Diese Berechnung werden im Rahmen der Netzplanung mit Softwareunterstützung (Abschnitt 6.1) ermittelt.

4.1.1 Anforderung an Netzqualität

Erzeugungsanlagen müssen sich während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung beteiligen können. Dabei wird in statische Spannungshaltung und dynamische Netzstützung unterschieden:

- statische Spannungshaltung
 - Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz für den normalen Betriebsfall
 - langsame Spannungsänderungen werden im Verteilungsnetz in vertraglichen Grenzen gehalten
- dynamische Spannungshaltung
 - Einbeziehung vermehrte Erzeugungsanlagen zur dynamischen Netzstützung wird immer bedeutsamer

Folgende Kriterien der Spannungsänderung müssen berücksichtigt werden:

- Höhe der Spannung
- langsame Spannungsänderungen der 10-Minuten-Mittelwerte auf 95% von U_N
- schnelle Spannungsänderungen bei normale Betriebsbedingungen von maximal 4% von U_N

- 6% in Ausnahmefällen
- Spannung jedes Wochenintervalls muss innerhalb von 10% U_N bleiben
- Restspannung u_b 60% bzw. 40% bei 20 bis 1000 Abweichungen pro Jahr mit Dauer < 1 s

4.1.2 Bestimmung der Netzimpedanz und deren Winkel

Als typisches Verhältnis ¹⁰ zwischen ohmschem und induktivem Anteil an der Netzimpedanz Z_N in Mittelspannungsnetzen wird der Wert von $RX \approx 0,1 \dots 0,2$ genutzt. Die Netzimpedanz beeinflusst in einem Teilnetz die Kurzschlussleistung.

$$Z_N = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (4.1)$$

Sind Resistanz und Reaktanz bekannt, lässt sich der Netzimpedanzwinkel ψ ermitteln und wird zur Berechnung der Blindleistungskompensation benötigt.

$$\arctan \psi = \left(\frac{X}{R} \right) \quad (4.2)$$

4.1.3 Netzurückwirkung

Netzurückwirkungen werden als Flicker bezeichnet. Sie sind sogenannte subjektive Eindrücke bei Leuchtdichteschwankungen von Glühlampen und Leuchtstofflampen. Im Hinblick auf betriebsbedingt flickerwirksame Spannungsschwankungen sind folgende Langzeitflickerstärke P_{lt} am Verknüpfungspunkt einzuhalten:

$$P_{lt} \leq 0,46 \quad (4.3)$$

Die Anschlussbeurteilung einer oder mehrerer Erzeugungsanlagen an einem Verknüpfungspunkt beruht auf den zulässigen Spannungsschwankungen. Sind die Kurzschlussleistung S_{KV} und die Nennscheinleistung der Anlage S_{nE} bekannt, kann eine Abschätzung der Flickerstärke ermittelt werden.

$$P_{lt} = c * \frac{S_{nE}}{S_{KV}} \quad (4.4)$$

Mittels dem Anlagenflickerbeiwert c (derzeit nur bei Windkraftanlagen) ist eine genauere Abschätzung möglich. Erhält man für P_{lt} einen größeren Wert als 0,46, so ist der Betrag des flickerwirksamen Phasenwinkels einzubeziehen:

$$P_{lt} = c * \frac{S_{nE}}{S_{KV}} * | \cos(\psi_{KV} + \varphi_f) | \quad (4.5)$$

¹⁰ entnommen aus Elektrische Energieversorgung, Heuck 2007

Da sich Energiespeichieranlagen wie Pumpspeicherwerke nicht für kurzzeitige Ein- und Ausschaltvorgänge eignen, ist die Berechnung der Kurzzeitflickerstärke P_{st} zu vernachlässigen. Der Grenzwert $P_{st} \leq 0,8$ ist in der BDEW¹¹ zu entnehmen.

$$P_{st} = \left(c * \frac{S_{nE}}{S_{KV}}\right)^3 \quad (4.6)$$

Mehrere parallel betriebene Stringwechselrichter in Redox-Flow-Batterien können jedoch diese Erscheinung hervorrufen. Mehrere betriebene Wechselrichter in einer Anlage lassen sich mit dem resultierenden Flickerstörfaktor $P_{lt \text{ res}}$ auf unzulässige Spannungsschwankungen bewerten.

$$P_{lt \text{ res}} = \sqrt{n} * P_{lt} \quad (4.7)$$

Bei unzulässiger Spannungsschwankung ist ein Betrieb der Erzeugungsanlage nicht möglich. Es bieten sich folgende Maßnahmen an:

- Auswahl eines Anlagentypes mit einem geringeren Anlagenflickerbeiwert
- Anschluss an einem Verknüpfungspunkt mit höherer Kurzschlussleistung
- Einsatz einer dynamischen Kompensationsanlage

Für die Speichieranlagen und deren Auswirkungen im Teilnetz sind in Abschnitt 7.4.4, Tabellen 7.5; 7.6 die ermittelten Werte verwendet.

4.1.4 Verhalten im Fehlerfall

Entscheidend für eine Netzanschlussbeurteilung ist das Verhalten der Erzeugungsanlage (EEA) an deren Anschlusspunkt. Erzeugungsanlagen müssen technisch folgendes beherrschen:

- sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz zu trennen
- Einspeisung eines Blindstromes während eines Netzfehlers
- nach Fehlerklärung dem Mittelspannungsnetz nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vor dem Fehler

4.1.5 Kurzschlussstrombeitrag

Ein sicherer Systembetrieb und die Erkennung von Fehlern im Netz durch die Schutzeinrichtungen erfordern die Bereitstellung von Kurzschlussströmen, die in Betrag und/oder Winkel deutlich von den Lastströmen abweichen (Mindestkurzschlussstrom).

Bei EEA wird zwischen hohem und geringem Kurzschlussstromanteil unterschieden.

¹¹ Technische Anschlussbedingungen-Mittelspannung, BDEW

Ein hoher Kurzschlussstromanteil (z.B. Synchrongenerator ohne Umrichter) liegt vor, wenn bei einem dreipoligen Fehler am Anschlusspunkt der Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage für länger als 150 ms mindestens dem zweifachen Bemessungsstrom der Erzeugungsanlage entspricht. Werden diese Bedingungen nicht erfüllt, handelt es sich um eine Erzeugungsanlage mit geringem Kurzschlussstromanteil. Die Kenntnis des größtmöglichen Kurzschlussstromes als thermische und mechanische Bemessungsgrundlage der Betriebsmittel und der kleinstmöglichen Fehlerstrom zur Dimensionierung der Schutzorgane ist eine wichtige Voraussetzung für den sicheren Betrieb.

Der auftretende Kurzschlussstrom setzt sich zusammen aus dem Kurzschluss- Wechselstrom und einem Gleichstromanteil. Die Größe des Gleichstromanteils hängt vom Eintrittszeitpunkt ab. Im ungünstigsten Fall tritt der Kurzschluss während des Spannungsnulldurchgangs ein. Dann weist der Kurzschlussstrom den maximal möglichen Gleichstromanteil auf. Gleichstromanteil und der anfängliche Kurzschlusswechselstrom I_K (subtransienter Kurzschlussstrom) addieren sich zum maximalen Kurzschlussstrom.

$$I_p = 2 * \sqrt{2} * I_K \quad (4.8)$$

I_p Stoßkurzschlussstrom, wichtig für die mechanische Beanspruchung

I_K subtransienter Kurzschlussstrom, entscheidend für die Auslegung der Leistungsschalter, die die auftretenden Kurzschlussströme abschalten müssen

Der Scheitelwert des Stoßkurzschlussstromes i_p wird für die Berechnung der mechanischen Belastung der Betriebsmittel benötigt. Findet der Kurzschluss nicht im Nulldurchgang statt, so kann dies über den Stoßfaktor berücksichtigt werden:

$$I_p = \kappa * \sqrt{2} * I_K \quad (4.9)$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98 * e^{-3R/X} \quad (4.10)$$

R und X sind wirksamen Widerstände und Reaktanzen in der Anlage.

Für die Kurzschlussberechnung wird ein unbelastetes Netz angenommen. Damit ergibt sich bei ohmsch-induktiven Netzen ein größerer Stromsprung ΔI als bei einer vorbelasteten Anlage. Die Leerlaufspannung U_Q wird laut DIN VDE 0102 mit 10% (in Niederspannungsnetzen 5%) über der Netznennspannung berechnet:

$$U_Q = 1,1 * \frac{U_{NQ}}{\sqrt{3}} \quad (4.11)$$

Bei Störungen, wie ein "kurzschlussnah" zum Anschlusspunkt zur EEA im Netz, müssen diese, bei mindestens zwei hintereinander hervorgerufenen Spannungseinbrüche (durch Fehler an Netzobjekten), am Netz bleiben, ohne dass eine Entkopplung stattfindet. Alle Netzkomponenten müssen so ausgelegt werden, dass sie durch den größtmöglichen Kurzschlussstrom nicht zerstört werden.

4.2 Zuschaltbedingungen für Speichieranlagen

4.2.1 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Oberschwingungen im Energienetz sind sinusförmige Schwingungen, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist. Die Auswirkungen¹² (Abbildung 4.1)

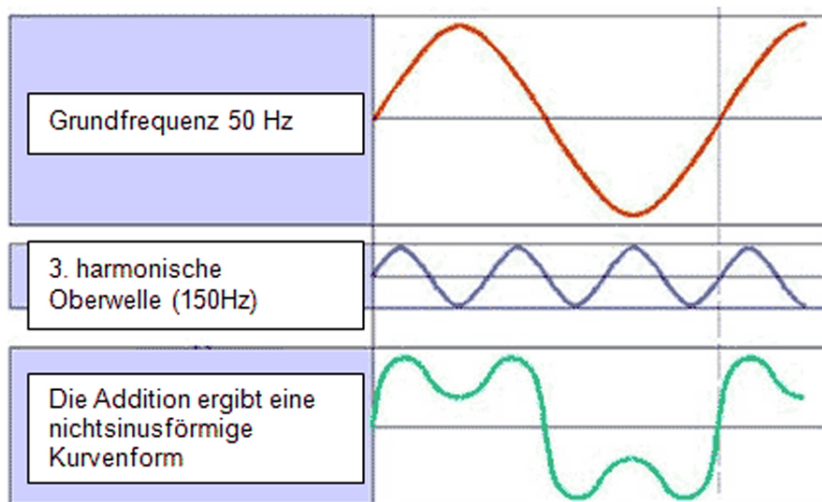


Abbildung 4.1: Auswirkung von Oberschwingungen

von Stromoberschwingungen senken den Effektivwert des Stromes und wirken sich bei Dreh- oder Wechselstrommotoren und -generatoren durch eine zusätzliche Erwärmung aus.

Zwischenharmonische sind sinusförmige Schwingungen, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist. Die Oberschwingungen beeinflussen die Stromnetzeigenschaften, die durch Verringerung der Netzimpedanz (Netzertüchtigung) eine Reduktion der Oberschwingungen ermöglichen kann. Wirtschaftlich und technisch ist es generell nicht möglich eine Netzimpedanz unbegrenzt zu verringern, um damit die Kurzschlussleistung des Netzes beliebig zu erhöhen.

Die Grenzwerte für Oberschwingungen sind in der DIN VDE 0839 Teil 1 bzw. EN 50160 beschrieben. Es gilt für Mittel- und Niederspannungsnetze:

“ Unter normalen Betriebsbedingungen dürfen 95% der 10-Minuten Mittelwerte des Spannungseffektivwertes einer einzelnen Oberschwingung innerhalb jedes Wochenintervalles den in folgender Tabelle genannten Wert nicht überschreiten. Resonanzen können höhere Spannungen bei einer einzelnen Oberschwingung hervorrufen. Darüber hinaus darf der Gesamtoberschwingungsgehalt der Versorgungsspannung, gebildet aus allen Oberschwingungen bis zur Ordnungszahl 40, den Wert von 8% nicht überschreiten.“

¹² Quelle: <http://www.energie.ch/harmonische-oberschwingungen-netzqualität>

Oberschwingungsströme von Energieerzeugungsanlagen (EEA) sorgen wegen der verursachten Oberschwingungsspannungen¹³ für Spannungsabfälle und eine niedrigere Kurzschlusscheinleistung am Verknüpfungspunkt, die von der Netzimpedanz abhängig ist.

Bei nur einer Anlage im Mittelspannungsnetz lassen sich die zulässigen Oberschwingungsströme $I_{V A zul}$ aus den bezogenen Oberschwingungsströmen $i_{V zul}$ berechnen.

$$I_{V A zul} = i_{V zul} * S_{KV} \quad (4.12)$$

Bei mehreren gleichzeitig betriebenen EEA's im Mittelspannungsnetz müssen diese zusammengefasst werden, dabei darf an jedem Verknüpfungspunkt einer EEA im Netz der Wert von 2% nicht überschritten werden.

$$I_{V V zul} = i_{V zul} * S_{KV} * \sqrt{\frac{S_{AV}}{S_{Netz}}} \quad (4.13)$$

Die Summe aller Einspeiseleistungen (S_{AV} und S_{Netz}) ist die Leistung, für die das gesamte MS-Netz ausgelegt wird. In Tabelle 4.1 sind zu den Spannungsebenen die zulässigen Oberschwingungsströme aufgelistet. Bei einer Überschreitung der zulässigen

Ordnungszahl n,m	5	7	11	13	17	19	23	25
10-kV $I_{V,V zul}$	0,115	0,082	0,052	0,038	0,022	0,018	0,012	0,010
20-kV $I_{V,V zul}$	0,058	0,041	0,026	0,019	0,011	0,009	0,006	0,005

Tabelle 4.1: zulässige Oberschwingungsströme

Oberschwingungen durch den Betrieb von Erzeugungsanlagen im Teilnetz ist ein Anschluss nicht möglich.

Abhilfemaßnahmen¹⁴ bieten beispielsweise:

- Erhöhung der Strombelastbarkeit durch Netzausbau
- Einbau von aktiven Oberschwingungsfilter, bereits integriert in neuen Anlagen.
- Versorgung über separate Transformatoren

Speicheranlagen im Leistungsbereich von 0,5 - 2 MW werden zukünftig mit Frequenzrichter (siehe Abschnitt 5.2.2) betrieben, somit ist die Einhaltung der Grenzwerte bereits lt. Hersteller erfüllt.

¹³ Unterlagen des TÜV Süd; Bau und Betrieb , Oberschwingungen in Starkstromnetzen rev1

¹⁴ Schneider Electric , Johannes Sigulla , Berechnung zul. Oberschwingungsströme

Spannungsänderung

Die Spannungsänderung ist die Änderung des Effektivwertes der Spannung. Der Betrag der Spannungsänderung $|\Delta u|$ muss am ungünstigsten Verknüpfungspunkt (laut DIN EN 50160 "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen") innerhalb der Nennspannung $U_N \pm 10\%$ gehalten werden.

Die Bestimmung kann mit folgender Berechnung ermittelt werden:

$$|\Delta u| = \frac{U_N - U}{U_N} * 100 \quad (4.14)$$

Spannungsanhebung

Die vom Speicher genutzte Generatoreinheit darf eine Spannungsanhebung von maximal 2% verursachen. Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung von Energie aus Speichieranlagen erst dann erfolgt, wenn keine volatile Einspeiseenergie aus PV-Anlagen oder Windkraftanlage (WKA) zu erwarten ist und der Verbrauch zur Spannungseinsenkung führt. Diese Maßgabe sollte durch elektronische Regelungseinheiten möglich sein.

Für diese Regel- und Steuereinheiten ist die Abschätzung der Spannungsanhebung Δu_a , mit folgender Formel zu berücksichtigen:

$$|\Delta u_a| \simeq \frac{S_{E_{max}}}{S_{kV}} * \cos(\psi - \varphi) \quad (4.15)$$

- S_{kV} Kurzschlussleistung am Knotenpunkt
- $S_{E_{max}}$ maximale Einspeiseleistung
- φ Winkel zwischen I und U an $S_{E_{max}}$
- ψ Netzimpedanzwinkel

Ist die Resistanz R_{KV} und Reaktanz X_{KV} am Verknüpfungspunkt bekannt, kann die Spannungsanhebung nach Formel ermittelt werden und kann dabei einen negativen Wert erreichen:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} * \cos(\psi_{KV} + \varphi)}{S_{KV}} = \frac{S_{Amax} * (R_{KV} * \cos \varphi - X_{KV} * \sin \varphi)}{U^2} \quad (4.16)$$

Eine Abschätzung mit dem Kurzschluss-Leistungs-Verhältniss k_{kl} am Verknüpfungspunkt kann bereits ausreichend sein. Es wird bestimmt durch:

$$k_{kl} = \frac{S_{kV}}{S_{E_{max}}} \geq 50 \quad (4.17)$$

5 Aufbau der virtuell verwendeten Speichieranlagen

5.1 Betriebsmittel

Seit Beginn der Energieversorgung wird die Belastung der Betriebsmittel im Normalfall und bei gestörten Netzverhältnissen bewertet. Die Betriebsmittel des Netzes dürfen im Normalschaltzustand und bei Sonderschaltzuständen nicht überlastet werden. Grundlage zur Bestimmung aller einzuhaltenden Grenzwerte für vor allem zukünftiger regenerativ gespeister Netze, sind:

- Anschlusswirkleistung der EEA
- Schutzkonzept und Einstellwerte
- Maximale und minimale Kurzschlussleistungen
- Parallelschaltbedingungen
- Oberschwingungs- und Flickeranteil im Netz
- Sternpunktbehandlung
- Höchste und niedrigste Dauerbetriebsspannung
- kurzzeitige Über- bzw. Unterschreitung von Spannung und Frequenz
- Art und Umfang des Blindleistungsaustauschs
- Mess- Zähl- und Informationstechnik

Anlagen müssen folgende Geräte, die den Bestimmungen der DIN EN 61869-2 (VDE 0414-9-2) für Messwandler, der DIN EN 60947-1 bis 5 für 1-kV Schaltgeräte, der DIN EN 60265-1 unterliegen enthalten:

- leitungsseitige Spannungswandler
- Leitungserdungsschalter
- Trennschalter
- Leistungsschalter
- Strom-/ Spannungswandler

5.2 Motor-/Generatoreinheit

Die Energiespeicherung ist eine Umwandlung von überschüssiger elektrischer Energie in beispielsweise kinetische Energie bei Pumpspeichieranlagen und potenzielle Energie bei Druckluftanlagen. Beide bekannten Systeme setzen zur Umwandlung eine Motor-Generator-Einheit voraus.

5.2.1 Antriebsmaschine

Für den Betrieb von Pumpen mit einem erforderlichen Volumenstrom von $2m^3$ Wasser eignen sich Hochspannungsmotoren ¹⁵ wie Asynchronmotor mit Kurzschlussläufer (1 MW ...10 MW) gut.

Asynchronmaschinen belasten das Netz im Einschaltvorgang mit dem 6-fachen Nennstrom I_N der unzulässige Spannungseinbrüche hervorrufen kann. Die Anschlussspannung dieser Motoren liegt im Bereich bis 6000 V. Asynchrongeneratoren bieten:

- Reduzierung des Schaltstromes durch:
 - Drosseln,
 - Widerstände,
 - Anlasstransformator oder
 - Drehstromsteller, (die nach dem Schaltvorgang überbrückt werden)
- Sonderausführung des Asynchrongenerators
- dynamische Blindleistungsregelung
- Anschluss an einem Verknüpfungspunkt mit höherer Kurzschlussleistung

Für diese Baugrößen und Leistungsklassen ist es unverzichtbar einen Softanlauf zu installieren. Als Softanlauf kommen zukünftig Frequenzumrichter (FU) mit integrierten Transformator für die benötigte Spannung des Verteilnetzes in Frage.

5.2.2 Frequenzumrichter (FU)

Frequenzumrichter wandeln die sinusförmige Wechselspannung des speisenden elektrischen Netzes in eine Wechselspannung mit veränderlicher Frequenz und Amplitude um. Frequenz und Amplitude der bereitgestellten Wechselspannung dienen als Stellgrößen für die angeschlossenen Drehstrommotoren. Dabei ist es unerheblich, ob es sich um Synchron- oder Asynchronmotoren handelt. Frequenzumrichter werden derzeit fast ausschließlich als Spannungszwischenkreisumrichter gebaut mit den Anforderungen:

- hoher Leistungsfaktor
- sinusförmige Kennlinie des Stromes
- vernachlässigbarer Oberwellenstrom
- hohe Eigensicherheit

¹⁵ entnommen von www.EMZ.de

Die Vorteile einer Drehzahlregelung von Käfigläufermotoren mit Frequenzumrichter ¹⁶ sind:

- optimale Drehzahl- und Drehmomentanpassung des Motors an Pumpe
- optimaler Wirkungsgrad für Leistungs- und Drehzahlbereich
- Leistungsspeisung aus dem Netz mit sehr gutem Leistungsfaktor (U-Umrichter)
- Energierückspeisung in das Netz ist realisierbar
- guter Gleichlauf bei Mehrmotorenantrieben
- hohe Drehzahlkonstanz bei veränderlicher Belastung
- großer Drehzahlbereich bei minimalen Verlusten möglich
- konstantes Verhältnis von Spannung zu Frequenz (U/f)

Während beim direkt am Versorgungsnetz angeschlossenen Motor die idealen Betriebsverhältnisse nur im stationären Arbeitspunkt bestehen, können sie frequenzgeregelt im gesamten Stellbereich genutzt werden. Für Anwendungen dieser Leistungsklassen ¹⁷ sind bereits standardisierte Komplettlösungen am Markt erhältlich. Der Frequenzumrichter ist somit die Voraussetzung für den kontinuierlichen und stufenlosen Anlauf des Drehstrom-Asynchronmotors und folglich dem sicheren Betrieb von Speicheranlagen im Teilnetz.

5.3 Energiespeicher durch elektrochemische Prozesse

Elektrochemische Anlagen (Bsp. siehe Abschnitt 3.2.2) setzen zur Energieeinspeisung ins Verteilnetz einen Wechselrichter von Gleichstrom in Wechselstrom voraus. Wechselrichter werden auf die bestehende Anlage abgestimmt und mit dem 1.1-fachen Leistungswert der Anlage bemessen.

5.3.1 Wechsel- und Gleichrichter

Die Leistungsgrenze pro Hausanschluss liegt bei 30 kWp und zählen als Kleinanlagen. Diese Anlagen werden im Teilnetz vorzugsweise durch Stringwechselrichter betrieben. Vorteil hier ist, aufgrund der Modulfläche, eine optimale Stringgröße über mehrere MPP-Tracker zu verschalten.

Die nächste Stufe sind Zentralwechselrichter für Anlagen ab 30 KW Leistung. Sie ermöglichen ein Zusammenschalten vieler Module gleichen Bautypes.

Die dritte gebräuchliche Gruppe sind Master/ Slave Konzepte, in denen mehrere Wechselrichter parallelgeschaltet und nur bei Leistungsabgabe aktiviert werden. Vorteil hierbei ist, dass damit keine Leerlaufverluste erzeugt werden.

¹⁶ EMZ Hochspannungsmotoren-Katalog

¹⁷ Schneider Electric, MS-Umrichter 0,3-10 MW

Neue Wechselrichter stellen auch Blindleistung zur Verfügung. Diese Erweiterung beherrscht die Forderung der VNB nach einem Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 0,95_{ind}$. Grund dieser Erweiterung ist, dass die Auslastung der Leitungen im Vergleich zur Spannungsverträglichkeit das strengere Prüfkriterium bildet und bei $\cos\varphi = 0,95_{ind}$ die Spannungsanhebung geringer ist als bei $\cos\varphi = 1$.

Wechselrichter die mit zeitversetzten Einschaltvorgängen belegt sind, lassen keine unzulässigen Netzurückwirkungen entstehen. Dies wird in der Regel durch eine Anlaufverriegelung realisiert. Für die Bewertung der Speicheranlagen wird demzufolge eine optimierte Verschaltung von Zentralwechselrichtern angenommen und Rückwirkungen ans Teilnetz ausgeschlossen.

Gleichrichteranlagen haben die Aufgabe die Elektrolytzellen mit Gleichstrom zu versorgen, wobei die Energie mit möglichst hohem Wirkungsgrad und möglichst hoher Verfügbarkeit einem Mittel- oder Hochspannungsnetz entnommen wird. Außerdem werden ein hoher Leistungsfaktor und geringe Netzurückwirkungen angestrebt.

6 Rahmenbedingungen und Hilfsmittel

Für den Zubau von Energiespeicheranlagen wird die Ausnutzung von möglichen Photovoltaikanlagen auf vorhandenen Dachflächen (in Abschnitt 6.1.1 näher erläutert) des betrachteten Teilnetzes eingegangen. Es wird angenommen, dass in der 1-kV Spannungsebene die:

- Betriebsmittelbelastung
- Einhaltung der Spannungsgrenzen
- Zulässige Spannungsänderung am Netzknoten 3% (VDE-AR-N 4105)

vorzugsweise durch regelbare Ortsnetztransformatoren eingehalten werden.

Die Bestimmung der Daten zur Feststellung, ob sich Speicheranlagen in Teilnetzen gut implementieren lassen, erfolgt mit Hilfe der im Unternehmen bereitgestellten und im Anschluss kurz beschriebenen Software.

6.1 Software

6.1.1 G-Net

G-Net (siehe Anhang Abb. 6.1.1) ist ein kartographisches und analytisches Informationssystem für Energieversorgungsanlagen. In der Mitnetz-Strom GmbH ist dieses Sys-

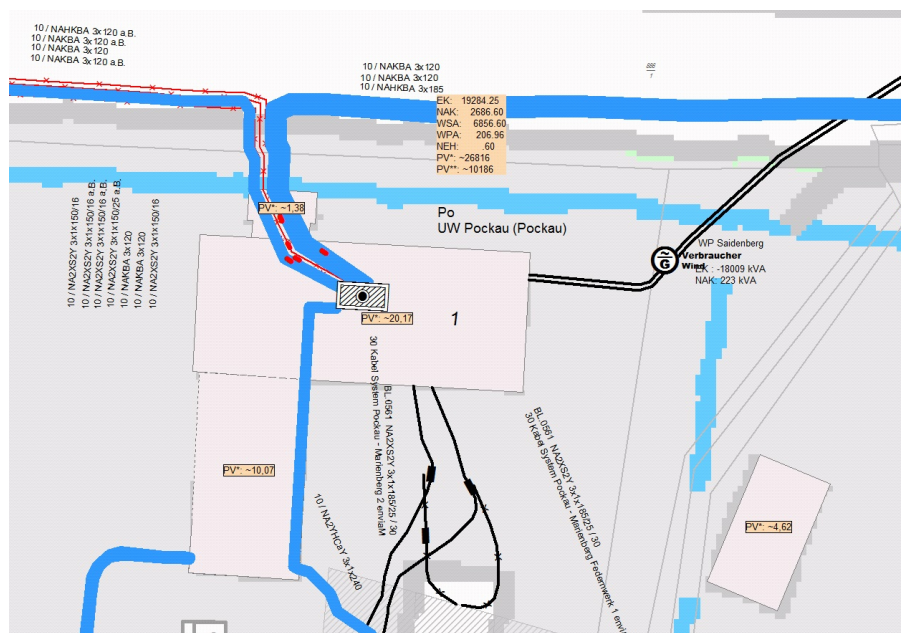


Abbildung 6.1: UW Pockau, mögliche und installierte Einspeiseleistung bzw. Kapazität

tem das Führende zur Auswertung von Leitungsverläufen und ihren genau bestimmbar-
 en Längen. Die Datenbanksysteme werden mit ihren eingemessenen und berechneten
 Parametern maßstabsgenau in topographischer Ansicht umgewandelt.

G-Net generiert ein Netzmodell, in dem schematisch der bestehende Netzaufbau an

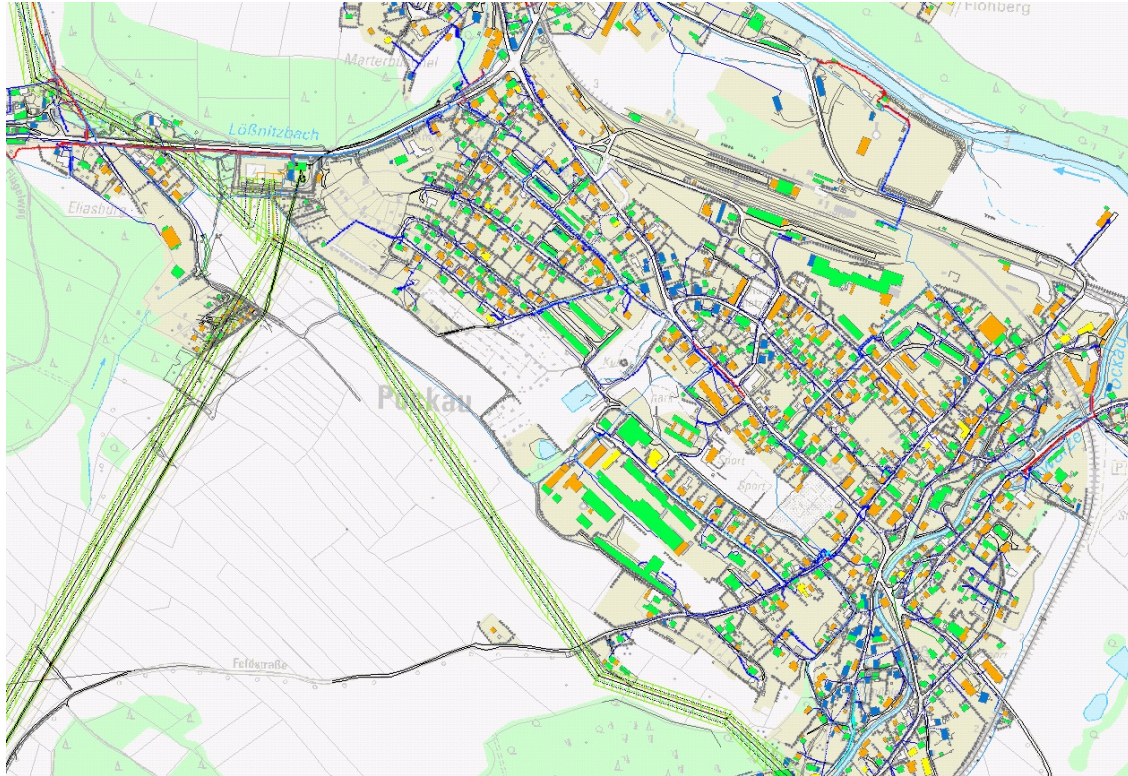


Abbildung 6.2: Auszug aus Solarkataster in GNet

einem Umspannwerk, mit allen notwendigen Kenndaten der Leitungen und Transformatoren, visualisiert wird. Sie sind notwendig, um eine Kapazität der installierten Leistung und der erfahrungsmäßigen Belastung dieses Netzes in ein vernünftiges Verhältnis zu setzen. Seit einigen Jahren sind mögliche und bereits vorhandene PV- Einspeisekapazitäten anhand ihrer Dachfläche, Neigung und Ausrichtung eingepflegt. Diese bilden eine Grundlage zur Betrachtung der Energiebilanz aus zukünftiger volatil vorhandener regenerativer Energie in einem Teilnetz.

6.1.2 ProNet

Die Mitnetz-Strom-GmbH verwendet ProNet als digitalisiertes System mit schematischer Darstellung der Netzstruktur. Es enthält die Übersichtsschaltbilder aller von der Mitnetz-Strom-GmbH betreuten 6 - 30kV Mittelspannungsringe, 110kV Hochspannungsringe sowie die Trafoschaltbilder der Umspannwerke mit den aktuellen Schaltzustand. Umspannwerke übermitteln die Strom-, Spannung- und Frequenzwerte von allen gemessenen Stellen bzw. Abgängen über die Fernwirktechnik an eine zentrale Datenbank.

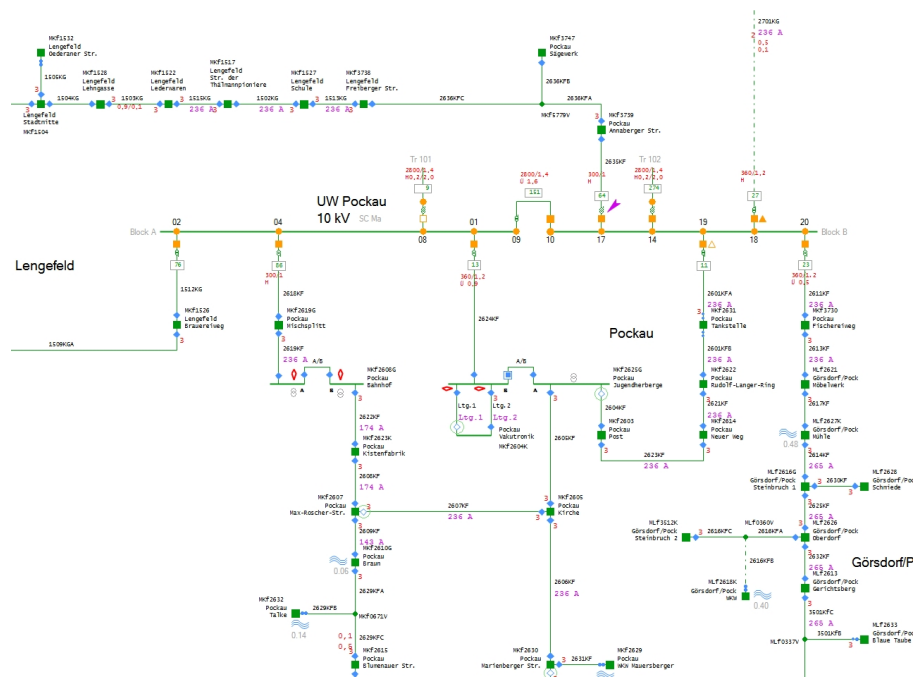


Abbildung 6.3: Teile der 10kV-Netze im UW Pockau

Aus den Werten wird unter anderem die abgegebene oder aufgenommene Leistung abgeleitet.

Dadurch ist es möglich, sich zum aktuellen und vergangenen Netz- und Belastungszustand, die gewünschten Verläufe anzeigen zu lassen und diese Werte in Tabellenform für weitere Analysen zu exportieren und zu verwenden.

6.1.3 Elektra

Elektra ist ein umfangreiches Tool für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen.

Aufgrund der Netzgröße und der hohen Netzdichte eines VNB ist es heute nicht mehr vorstellbar für jedes Teilnetz eine komplexe Lastflussberechnung ohne Softwareunterstützung durchzuführen. Im Softwareprogramm Elektra lassen sich Zustände und Lastveränderungen für beispielsweise zusätzliche Einspeise- bzw. Erzeugeranlagen mit deren Auswirkungen auf das bestehende Netz simulieren und vergleichsweise Belastungen von Betriebsmittel in unterschiedlichen Netzzuständen bestimmen.

Der Grafikmanager, als Teil der Software, bietet eine Visualisierung (siehe Abb. 6.4) der zu berechnenden Parameter anhand einer Objektauswahl mit verschiedenen Verknüpfungsoptionen.

Jedes Objekt bzw. Element (siehe Abb. 6.5) kann mit einem eindeutigen Namen, Werten lt. Vorgabe oder selbst gewählten Werten bestückt werden. Für diese Untersuchung der Speicherimplementierung wird die Elektrasoftware mit den hinterlegten Werten aus GNet und ProNet des Teilnetzes (siehe Abbildung A.1) verwendet.

Jedem Knoten im Teilnetz werden im Versuch virtuell weitere Verbraucher oder Erzeu-

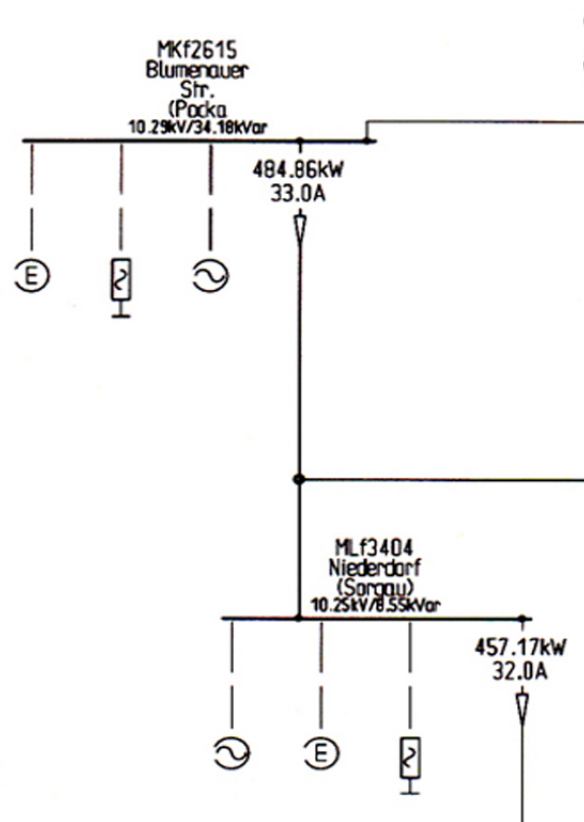


Abbildung 6.4: Ausschnitt 10-kV Abgang K04 aus Elektra

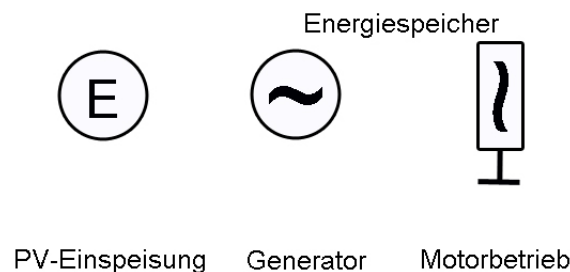


Abbildung 6.5: zusätzliche implementierte Elemente am Knoten

gungsanlagen hinzugefügt. Jedem dieser manuell hinzugefügten Objekte wird entweder ein geplanter Leistungswert oder ein Vergleichswert aus bestehenden Datenbanken, beispielsweise aus der Netan-Datenbank (siehe Abschnitt 6.1.4) zugeordnet. Es können an allen zusätzlich angebrachten Elementen der Leistungswert und -faktor vorgegeben und geändert werden.

Für die Knoten und Zusatzelemente wird im Vorfeld die benötigte Ausgabe von Werten programmiert. Zur Ermittlung der Speichergrößen und der möglichen Einspeiseleistung ist die Spannung (oberhalb der Sammelschiene) die Blindleistung (oberhalb der Sammelschiene), die Wirkleistung und der Stromwert (am Abgang bzw. Leitung) als Anzeige programmiert. Im fertig konfigurierten Versuchsaufbau kann jedes Element separat ein- und ausgeschaltet werden. Ist ein Element eingeschaltet, gibt Elektra die Flussrichtung

durch einen Pfeil an. Im ausgeschalteten Zustand wird das Element mit einer gestrichelten Linie zum Knoten dargestellt.

6.1.4 Netan

Im Netan gibt es eine Schnittstelle zum G/Net. Es werden neue Kunden LAST/Einspeisung mit Ihren Anmeldeleistungen am neuen Netzverknüpfungspunkt in die Netzstruktur integriert und angezeigt. Des Weiteren werden daraus im G/Net Netzberechnungen für die Netzlast generiert.

Gekoppelt mit einer zentralen Fernauslese der Verbrauchsdaten von Sondervertragskunden ist Netan eine Datenbank die Aufschluss über das Lastverhalten zulässt. Diese Daten werden in erster Linie für die Abrechnung der Sondervertragskunden benötigt. Weiterführend kann aus den Werten ein Segment zur Speicherbestimmung im Teilnetz werden, weil die Verbrauchs- oder Einspeisedaten einen genauen Lastverlauf wiedergeben.

6.2 Übergeordnetes Netz

6.2.1 Übersicht des Regionalversorgungsnetz Südsachsen

Der Regionalbereich umfasst in ΣS_N eine installierte Scheinleistung von 2000 MVA, entnommen aus den hinterlegten Werten im ProNet der in Südsachsen (Abbildung 6.6) im Betrieb befindlichen Transformatoren. In Abschnitt 6.3.1 ist in Abbildung 6.8

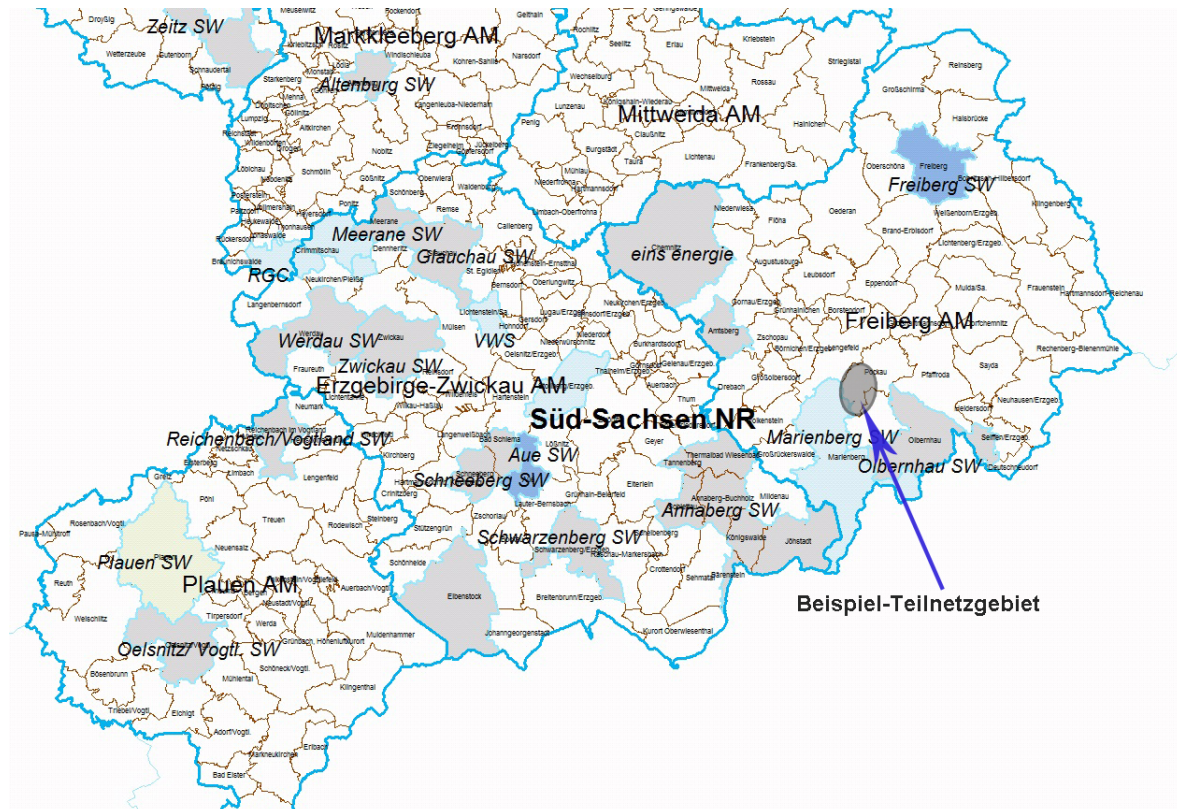


Abbildung 6.6: Regionalbereich Südsachsen

der Schemaplan des grau in Abbildung 6.6 hervorgehobenen Beispielnetzes näher beschrieben.

6.2.2 Hochspannungsleitung

Das Umspannwerk Pockau wird über 110-kV Leitungstrassen vom 380/110-kV Umspannwerk Zwönitz und 220/110-kV Umspannwerk Niederwiesa versorgt. Die 110-kV Trassen sind mit Einfachbeseilung $150/25 \text{ mm}^2$ AL-St und einer Betriebstemperatur von 60°C aufgebaut. Schrittweise, im Zuge der steigenden Einspeiselasten, wird auf 80°C möglicher Betriebstemperatur erweitert. Die Bestimmung der Parameter und Grenzwerte der Übertragungssysteme hängt im wesentlichen ab von:

- Temperatur

- Querschnitt und Material der Leiterseile
- Durchhang bzw. Bauhöhe der Leiterseile
- Verdrillung

Bei einem 150/25 mm^2 Al/St System ¹⁸ mit der Bemessung von 60 °C Betriebstemperatur können bei 20 °C Umgebungstemperatur 470A übertragen werden.

Das 110kV-Netz unterliegt im Lastfall dem (n-1)-Kriterium. Das heißt, dass bei planmäßigen Abschaltungen oder ungeplanten Ausfällen die noch stromführenden Leitungen alle zu erwartenden Lasten des Netzes sicher übertragen werden müssen.

Erläuterung n-1-Kriterium

Der Grundsatz ¹⁹ der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen.

Erläuterung n-0-Kriterium

Ein weiterer Aspekt zum sicheren Betrieb von Hochspannungsleitungen ist das n-0-Kriterium. Es ist gültig für Energieeinspeisung aus regenerativen Energien. Dabei werden bei Überlastung die Einspeiser (große Windparks) vom Netz getrennt.

6.2.3 Hochspannungstransformatoren

Das in den sechziger Jahren erbaute Umspannwerk Pockau ist mit zwei 110/30/10-kV und 31,5 MVA Dreiwicklertransformatoren (siehe Abbildung 6.7 aus ProNet und Tabelle 6.4) an eine Doppelsammelschiene mit vier 110-kV Abgängen angeschlossen. Dreiwicklungstransformatoren werden vorrangig bei hohen Kurzschlussströmen eingesetzt.

Anhand der Referenzwerte aller 10-kV Abgänge des Umspannwerk Pockau aus dem Jahr 2013 werden die Transformatoren mit durchschnittlich 25% belastet, die 100%ige Auslastung der Transformatoren wird nicht erreicht. Transformatoren dieser Leistungs-kategorie besitzen die kleinsten Verluste bei einer 25-40%igen Nennbelastung.

¹⁸ Buch Elektrische Energieversorgung

¹⁹ Definition entnommen von www.netzausbau.de

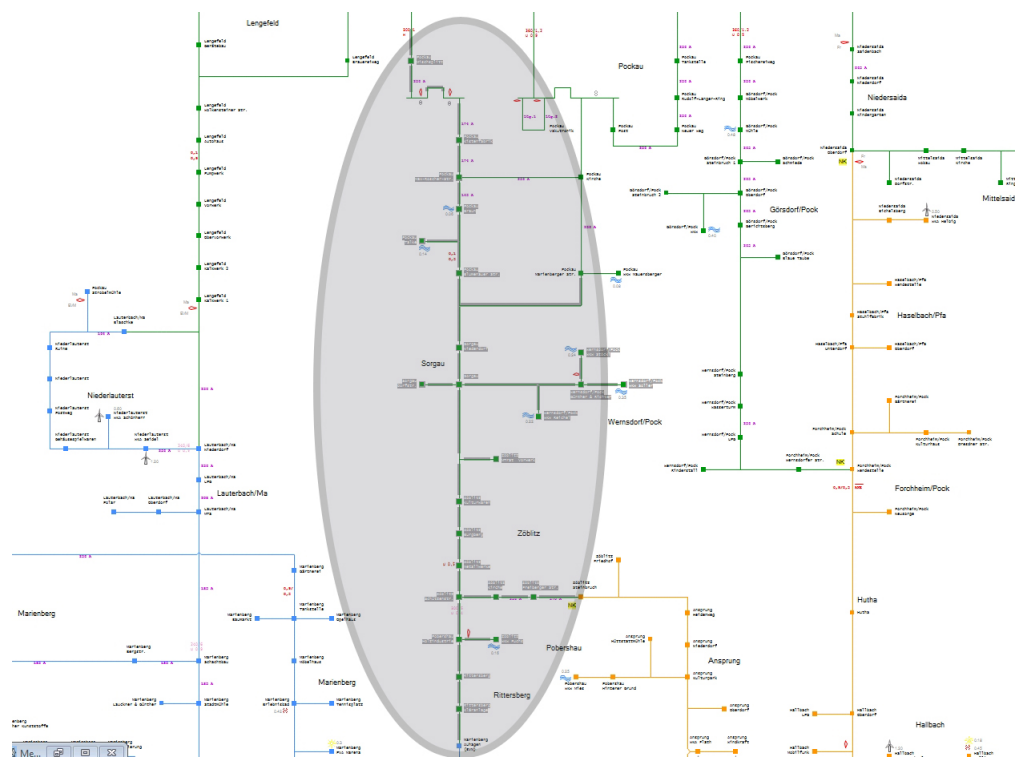


Abbildung 6.8: Pronet-Auszug zu 10-kV Abg K04 im UW Pockau

6.3.2 Ortschaften und Stromabnehmer

Die größten Ortschaften am Umspannwerk Pockau sind zur besseren Orientierung in Tabelle 6.2 aufgeführt. Orte, die nur teilweise aus dem UW Pockau versorgt werden,

Ortschaft	Anzahl Teilnehmer	Anzahl Trst	davon WKW
Lengsfeld	1280	26	
Pockau	1039	19	1
Saida	780	13	
Zöblitz	476	8	1
Gösrdorf	357	9	1
Wünschendorf	350	8	
Lippersdorf	350	7	
Wernsdorf	308	8	3
Reifland	232	4	
Rittersberg	134	2	
Forchheim (NK)	67	1	

Tabelle 6.2: Ortschaften vom UW Pockau gespeist

sind nur aufgeführt, wenn bei einer Ringschließung des betroffenen Netzes eine Netzkupplung(NK)erfolgen muss. Die Netzkupplung erfolgt in den Hochspannungsebenen

und gleicht die Frequenz- und Spannungsbänder an.

Die Ortschaften (siehe Tabelle 6.2) werden über ein Mittelspannungsnetz in offener Ringnetzbauweise mit einem insgesamt 95 km Mittelspannungskabel- und Freileitungssystemen versorgt, dass in sieben Teilnetze aufgeteilt ist.

6.3.3 Mittelspannungsanlage im Umspannwerk Pockau

Die Mittelspannungsebene des Umspannwerkes [UW] Pockau wird mit einer Spannung von 10kV betrieben und ist im Normalschaltzustand strahlenförmig.

Im Umspannwerk befindet sich eine 10kV-Schaltanlage Baujahr 1962 mit erneuerten Schaltgeräten.

- Schaltanlage [SA]
 - Typ R 10
 - eine Sammelschiene
 - Bauform offen
- Leistungsschalter [LS]
 - Typ VAA 506/12-2
 - $I_{KA} = 50 \text{ kA}$
 - $I_N = 630 \text{ A}$
 - $U_{iso} = 12 \text{ kV}$
 - Vakuum
- Sammelschientrenner [SST]
 - Typ TRI 5/12/630/210-D
 - Hersteller Alstom
 - Nennstrom I_N 630 A
 - Nenn-Stoßstrom = 50kA
- Stromwandler
 - Typ GS 12c
 - $I_{prim} = 300/1/1 \text{ A}$
- Überstromzeitschutz
 - Hersteller Siemens
 - Typ 7SJ511

Das Beispielnetz (blau hervorgehoben in Tab 6.3) des 10-kV Abganges Pockau Mischsplitt [K04] erstreckt sich über eine Gesamtlänge von 22,16 km.

UW	Länge in Km	$Z_1(\Omega)$	$C_b(\mu F)$	$Z_0(\Omega)$	$C_e(\mu F)$	$I_{zul}(A)$	$I_{ce}(A)$
K01	34,14	0,715	1,4627	4,002	1,1918	229	6,485
K02	12,33	2,894	4,1497	12,202	3,8568	229	20,986
K04	22,16	6,128	6,1041	22,766	5,8345	132	31,748
K17	19,78	5,187	6,3426	22,431	5,3319	165	29,013
K18	22,76	8,672	3,9475	26,886	3,805	210	20,704
K19	17,56	0,418	0,673	2,518	0,4683	229	2,548
K20	12,34	2,836	4,5343	10,601	4,3347	225	23,587
gesamt	94,56	26,76	27,214	100,93	24,823		135,072

Tabelle 6.3: Abgangslängen des 10 kV Netz am UW Pockau

6.3.4 Mittelspannungsnetz des UW Abg K04

Teilnetze werden mit einem Auslastungsfaktor von 0,6 zur bestehenden Strombelastbarkeit als Dauerlastwert festgelegt. Grund ist die Einhaltung der Belastungsgrenzen bei Teilnetzerweiterung durch Ringschließung und erneute Ringöffnung an anderer Stelle im Netz. Das heißt, der Talpunkt zweier Teilnetze wird verlegt. Der Mittelspannungsausläufer wird strahlenförmig als offener Ring betrieben und besteht aus verschiedenen Kabel- und Freileitungstypen mit dessen jeweiligen Netzimpedanzen Z_1 :

- NAKBA, NAKByA mit Querschnitten von 120mm^2 - 185mm^2
- NAHKBA und einem Querschnitt von 120mm^2
- NA2YHCaY mit Querschnitten von 240mm^2 , 185mm^2
- NA2XS2Y mit Querschnitten von $150 - 185\text{mm}^2$ eingesetzt
- Freileitungen mit $50/8\text{mm}^2$ AlSt, 95mm^2 oder 120mm^2 Al

Die Gesamtimpedanz beträgt $6,128 \Omega$. Der Mittelspannungsausläufer unterliegt einem zulässigen Dauerstrom von $I_{zul} = 132 \text{ A}$ und begrenzt die möglichen Übertragungsleistungen im Teilnetz auf 2,4 MVA. Die Strombegrenzung (rot markiert in Tabelle 6.9, Zeile 3) ist ca.. 3 km vom UW Pockau entfernt.

Die Strombegrenzung ist ein 130 m langer Kabelabschnitt Types NAKBA $3 \times 50 \text{ mm}^2$ in einer 770 m langen Kabelstrecke(in Abb. 6.9 mit 143 A angegeben) zwischen den Trafostationen "Max-Roscher-Str." und "Braun" mit einer zulässigen Strombelastbarkeit von 132 A und einer Impedanz Z_1 von $0,068 \Omega$.

Für die Bestimmung der nötigen Speichergößen anhand des Lastprofils und der möglichen Einspeiseleistung kann hier von einer Netzerzüchtung ausgegangen werden.

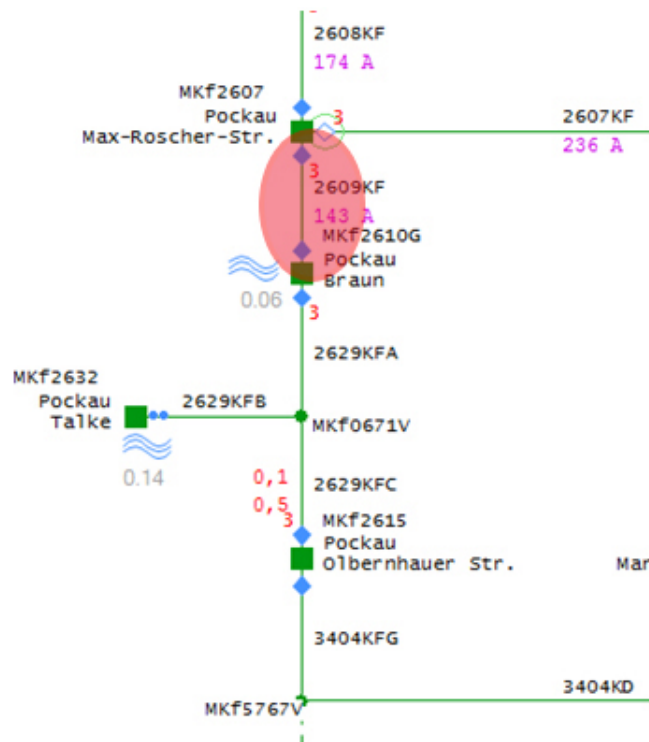


Abbildung 6.9: Bereich der Strombegrenzung im Teilnetz

Die nächste Strombegrenzung unterliegt wieder einem Kabel mit geringerem Querschnitt. Die Strombelastbarkeit steigt dabei im Teilnetz nur auf maximal 165 A und einer übertragbaren Leistung von 2,8 MVA an. Für das heutige Lastverhalten ist der Netzzustand im untersuchten Teilnetz ausreichend. erhöht sich in den nächsten Jahrzehnten die Einspeiseleistung aus PV-Anlagen, könnte aus jetziger Sicht eine Netzertüchtigung in Frage kommen. Zukünftig könnte sich durch Energiespeicheranlagen im Teilnetz der Netzausbau verringern.

6.3.5 Trafoleistungen im Teilnetz

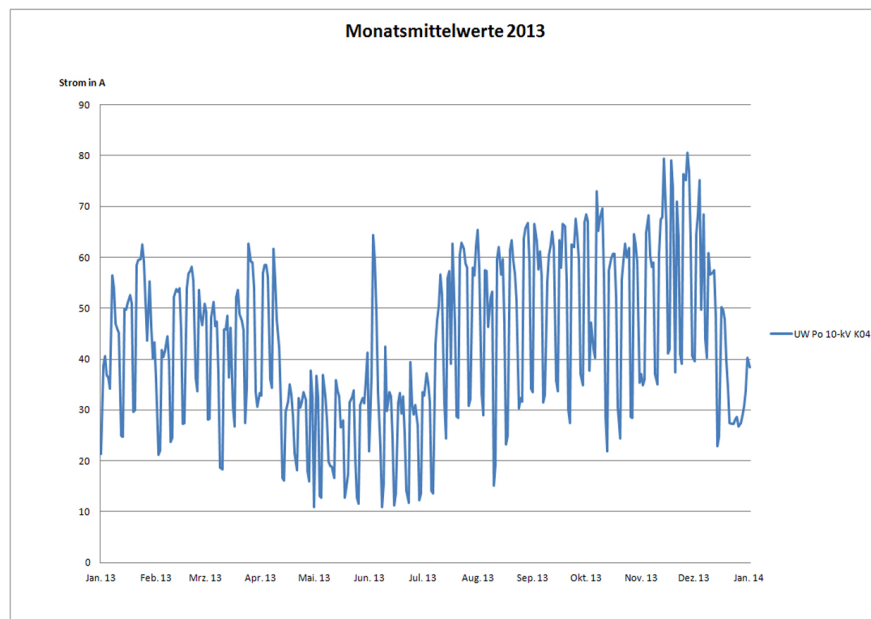


Abbildung 6.10: Monatsmittelwerte der Strombelastung am Teilnetz K04 von 2013 (entnommen aus Pronet)

Insgesamt beziehen alle Abnehmer durchschnittlich und je nach Monat und Tageszeit eine Leistung von 0,7 - 1,6 MVA. Das entspricht einem Strom (graphisch in Abbildung 6.10 erfasst und ausgewertet aus Pronet) von 40 - 90 Ampere.

Die in Tabelle 6.4, nach Stromlaufplan, aufgelisteten Trafostationen ergeben in Summe eine installierte Trafoscheinleistung $S_{N_{Tr}}$ von 7190 KVA. Darunter befinden sich bereits fünf Wasserkraft-Einspeise-Trafostationen (blau hervorgehoben) mit einer maximalen Einspeiseleistung von 0,9 MW die vorwiegend als Eigenverbrauch genutzt werden. Die insgesamt 23 Trafostationen am 10-kV Abg K04 des Umspannwerkes Pockau (siehe Tabelle 6.2) versorgen teilweise Wohngebiete und teilweise produzierendes Gewerbe.

Trafostation (Trst)	installierte $S_{N_{Tr}}$ (kVA)	vorhandene WKW (kW)	gemessen I_{max} (A)	bei 0,4kV I_{mom} (A)
Mischsplitt	630	nein	n.b.	n.b.
Holzindustrie	630	nein	180	30
Bahnhof	800	nein	n.b.	n.b.
Blumenauer Str	400	nein	230	60
Braun	250	-60	n.b.	n.b.
Kistenfabrik	400	nein	n.b.	n.b.
Max-Roscher-Str	630	nein	200	15
Talke	400	-140	n.b.	n.b.
Kläranlage	100	nein	n.b.	n.b.
Rittersberg	160	nein	170	50
Dorfstraße	250	nein	200	100
Niederdorf	100	nein	80	23
Sorgau	160	nein	150	50
Günther	250	-250	n.b.	n.b.
WKW Reichelt	160	-220	n.b.	n.b.
WKW Stöckl	400	-240	n.b.	n.b.
Burgberg	250	nein	255	16
Freiberger Str	400	nein	250	20
Kirche	400	nein	320	16
Kulturwaren	250	nein	180	50
Metallwerke	2000	nein	n.b.	n.b.
Schützenstraße	400	nein	225	15
Vorwerk	100	nein	0	0
Gesamt	7190	-910	1683	320

Tabelle 6.4: installierte Trafoleistung am 10kV-Abg K04 im UW Pockau

7 Teilnetz mit Speicherimplementierung aus Sicht des VNB

7.1 Lastverhalten im Teilnetz

Die Betrachtung des Lastverhaltens beinhaltet:

- Leistungsbezug an verschiedenen Referenztagen
- Anzahl der Abnehmer und Einspeiser bestimmen
- Analyse des Lastverhaltens
- Feststellung der Kabellage im topographischen Vergleich
- Ermittlung der Strombelastbarkeit des Teilnetzes
- Vergleich der Energiebilanz im Teilnetz

7.1.1 Ermittlung des Maximal- und Minimalwertes der Last

Aus dem Lastverlauf des Jahres 2013 im Teilnetz (Abb. 7.1) gehen als maximaler Stromwert am 28.November mit ≈ 120 A und der 8. Juni mit ≈ 10 A als kleinster Bezugswert vom gemessenen Verknüpfungspunkt hervor. Die auftretenden Extremwerte wie hier im Juni und November sind zur Speichergrößenbestimmung für eine Analyse der Verstetigung nicht zu vernachlässigen. Es kann daraus eine Häufigkeit abgeleitet werden, die Einfluss auf die benötigte Speicherenergie nimmt. Ein weiteren Einfluss in der Untersuchung haben die Monatsmittelwerte. Sie sind aus den Tageshöchst- und tiefstwerten vermittelt und bieten einen schnelleren Überblick auf das Lastverhalten eines Teilnetzes.

7.1.2 Bestimmung aus Monatsmittelwerten

Die Monatsmittelwerte stammen ebenfalls aus den Aufzeichnungen aus ProNet und sind am Mittelspannungsabgang K04 des Umspannwerkes Pockau gemessen und gespeichert.

Die Mittelwerte bilden den kontinuierlichen Bedarf an Energie im Teilnetz.

Am Tag fließt im Jahresmittel (siehe Abbildung 7.2) ein Strom I_n von 90 A.

$$S_{VP} = \sqrt{3} * U_n * I_n = \sqrt{3} * 10000 \text{ V} * 90 \text{ A} = \mathbf{1,558 \text{ MVA}} \quad (7.1)$$

Das entspricht einer Last von 1,6 MW die in den Wintermonaten bis zu drei Stunden pro Tag benötigt wird und in einigen Jahren aus regenerativer Energie bezogen werden

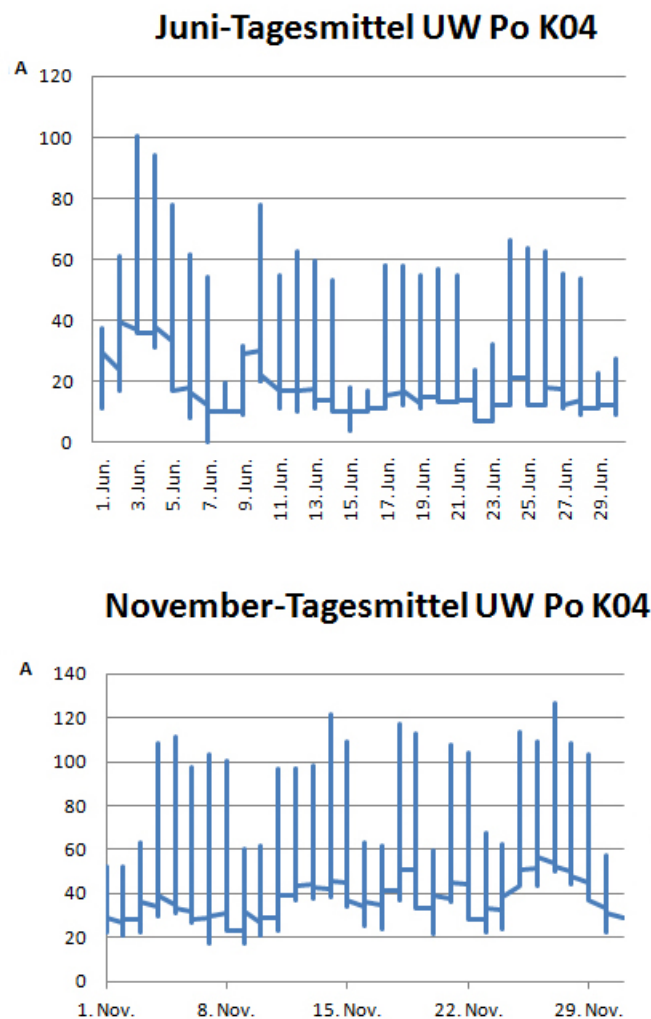


Abbildung 7.1: Maximal- und Minimalverbrauch 2013

sollen. Für die Bestimmung von Speichergrößen ist die Kenntnis der Tageslastgänge an verschiedenen Referenztagen nötig.

7.1.3 Auswertung des 24-h-Tageslastverlauf

Vereinfacht lässt sich erkennen, dass die benötigte Energie wochentags von 8.00-17.00 Uhr ungefähr auf das 3-fache der Nachtlast ansteigt.

Der Zeitraum der Tageshöchstlast (in Abbildung 7.3 ersichtlich) ist punktuell von 6.30-8.00, 9.00-9.45 und von 11.00-12.00 Uhr. Die Lasteinbrüche gegen 9.00 Uhr und 12.00 Uhr deuten auf Produktionsstätten hin. Die nächtliche durchschnittliche bezogene Wirkleistung im normalen Winter liegt bei 1,5 MW und 0,7 MW im Sommer. In Abb. 7.3 ist deutlich zu erkennen, dass ab 6.00 Uhr die Last auf das dreifache zum nächtlichen

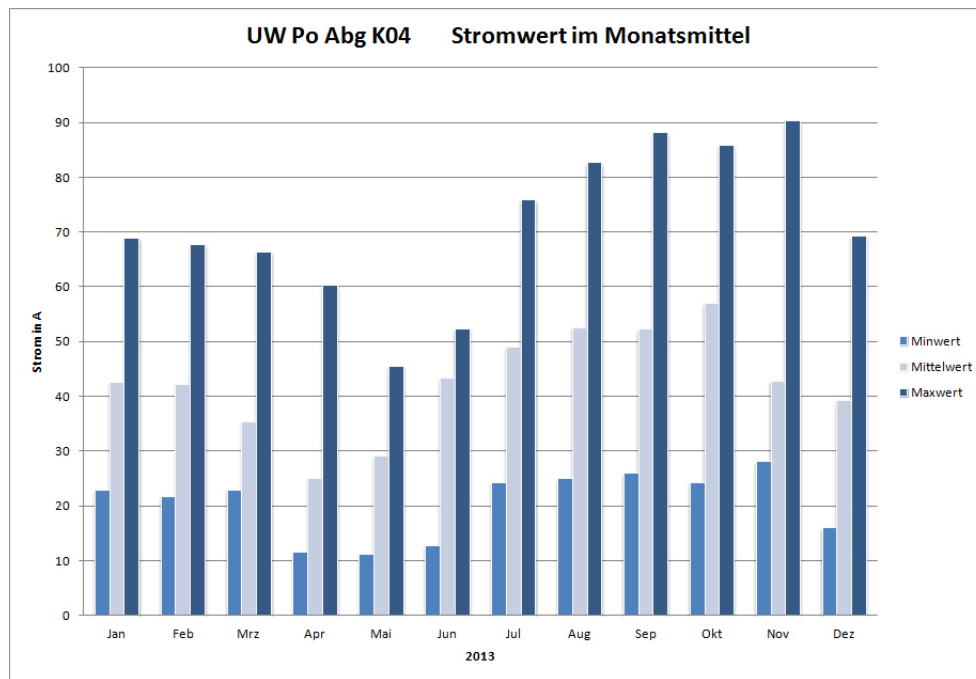


Abbildung 7.2: Monatsmittelwerte des Teilnetzes K04 am UW Pockau

Bezug ansteigt. Die Mittelwerte eines 24-Stundenzyklus liegen durchschnittlich bei 0,9

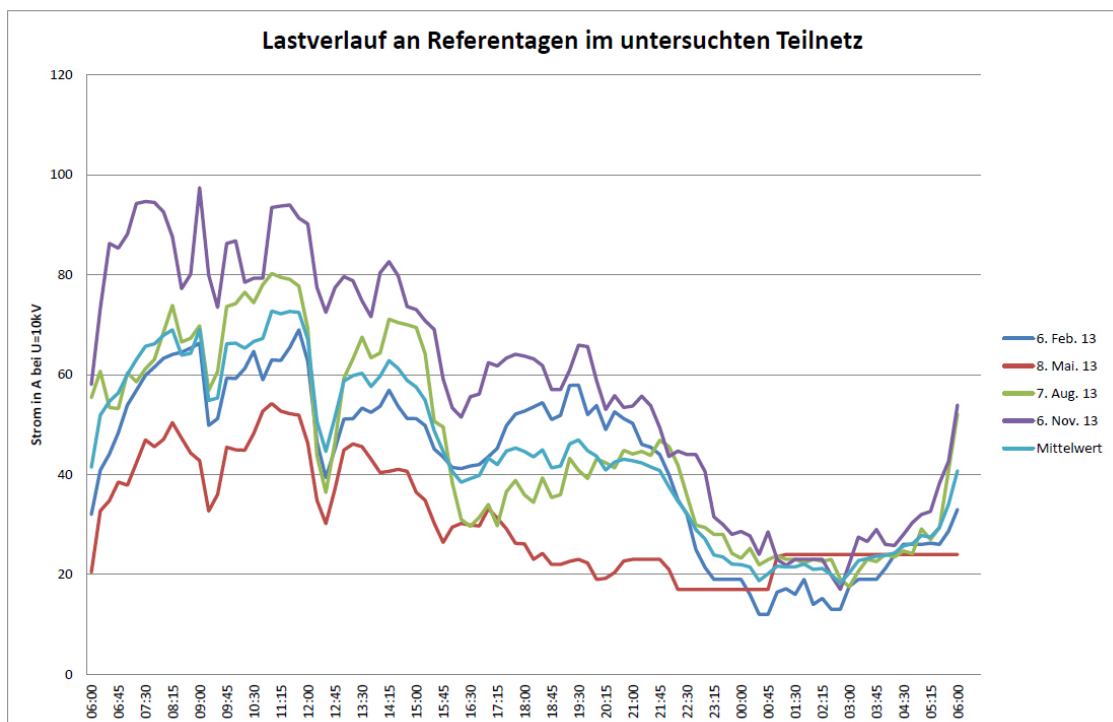


Abbildung 7.3: Referenztage im untersuchten Teilnetzgebiet

MW mit einem Zeitfenster von neun Stunden pro Tag. Die Minimalwerte der Last liegen im Durchschnitt bei 20 A, was einer Leistung von 0,35 MW entspricht. Das Zeitfenster

liegt bei fünf Stunden pro Tag.

7.1.4 Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktor [GZF]

Aus dem überschlägigen Leistungsbezug am Verknüpfungspunkt des Teilnetzes $S_{VP} = 1,6$ MVA wird die Einspeiseleistung S_{WKW} der bestehenden Wasserkraft aufgeschlagen. Daraus ergibt sich die gesamte benötigte Leistung zur Zeit ohne Einspeiseleistung aus regenerativer Energie.

Die installierte Einspeiseleistung der Wasserkraftanlagen beträgt 0,9 MVA und geht mit einem Ausnutzungsgrad von 0,7²⁰ in den Überschlag ein. Die Summe von 2,3 MVA wird durch die installierte Gesamtleistung S_T der Transformatoren 7,2 MVA (entnommen aus Spalte 2 der Tabelle 7.1) dividiert. Das Ergebnis bildet den größten Wert des Gleichzeitigkeitsfaktor g_{max} zur bezogenen Leistung im Teilnetz.

$$g_{max} = \frac{S_{VP} + (0,7 * S_{WKW})}{S_T} = 0,32 \quad (7.2)$$

Der durchschnittliche GZF wurde anhand der Mittelwerte mit 80 A ermittelt. Es ergibt sich eine Gesamtdauerleistung von 1,9 MW und daraus ein GZF von 0,26. Dieser Wert ist im Elektra-Versuchsaufbau berücksichtigt und für alle ON-Trst als durchschnittlicher Verbrauchswert zur installierten Trafoleistung eingestellt.

7.2 Mögliche regenerative Einspeiseleistung

Als nicht beeinflussbar gelten:

- Zeiträume der Entstehung von Überkapazitäten
- weitere Wettereinflüsse, wie Sturm
- topographische Gegebenheiten der Standorte für Speicheranlagen

7.2.1 Zeiterfassung für Energieüberschuss aus PV

Die Stärke der solaren Einstrahlung ist abhängig von der Bewölkung, der Tageslänge und der Höhenlage über dem Meeresspiegel. Außerdem beeinflusst der Sonnenstand im Jahresverlauf die Intensität der Sonne und damit die mögliche Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage.

Hinzu kommt, dass in den Wintermonaten die Ertragszeit und -menge (siehe Tabelle 7.2) eingeschränkt ist und mit der maximal möglichen Leistung pro m^2 gegenüber den Sommermonaten nur einen Bruchteil erreicht.

²⁰ ermittelt aus Netan-Vergleichswerten des Jahres 2013

Ertragszeiten aus Photovoltaik

Täglich mögliche Energieertragszeiten aus Photovoltaik Aufteilung in Quartale:

- **Winter**
 - max. 8h Sonne am Tag
 - 12-13 Uhr höchste Ertragsmenge
 - 08.00- 16.00 Uhr Ertragszeitraum
- **Frühjahr**
 - max. 11h Sonne am Tag
 - 11.30-13.30 Uhr höchste Ertragsmenge
 - 07.30- 17.00 Uhr Ertragszeitraum
- **Sommer**
 - max. 14h Sonne am Tag
 - 10.30-14.30 Uhr höchste Ertragsmenge
 - 07.00- 19.00 Uhr Ertragszeitraum
- **Herbst**
 - max. 11h Sonne am Tag
 - 11.30-13.30 Uhr höchste Ertragsmenge
 - 07.30- 18.00 Uhr Ertragszeitraum

7.2.2 Leistungsprognose der möglichen PV-Einspeisung

Zum ermittelten Lastverhalten wird jetzt die Einspeiseleistung betrachtet. Die mögliche Einspeiseleistung über Dachflächen ist aus GNet (siehe Abb. 7.4) übernommen und tabellarisch in Tabelle 7.1, Spalte 3 und 4 dargestellt. Der Gesamtwert pro Trafostation summiert sich durch die einzelnen Werte (siehe Einzelwert in Abb. 7.4) der vorhandenen Dachflächen, die elektrisch von der jeweiligen Trafostation gespeist werden. Zur ermittelten PV-Leistung sind pauschal für jede einzelne Anlage ein Ausnutzungsfaktor von 0,8 (Neigung, mögliche Verschattung durch Nachbargebäude) und ein Leistungsfaktor von 0,8 berücksichtigt.

Rot markierte Werte zeigen, dass bei maximalen Zubau von Photovoltaikanlagen auf vorhandenen Dachflächen, die Transformatoren stellenweise überlastet wären und zusätzlich verstärkt werden müssten.

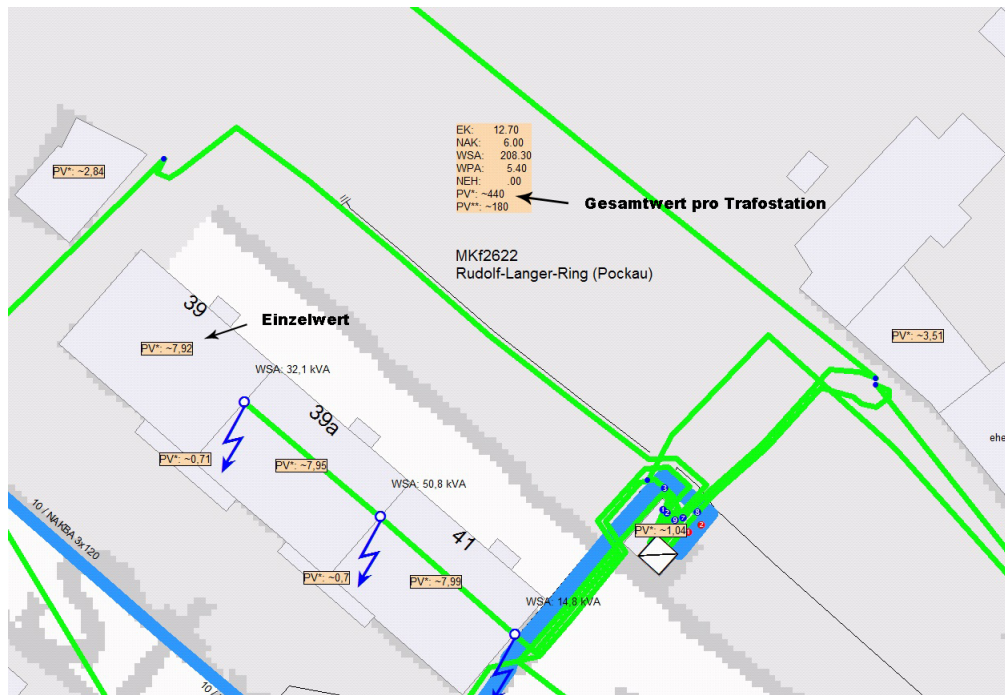


Abbildung 7.4: Einspeiseleistung pro trafostation

7.2.3 Wetterprognose im untersuchten Teilnetz

Der Wettervergleich (Abbildung 7.5) im untersuchten Netzgebiet gibt, lt. Deutscher Wetterdienst, Auskunft über die Faktoren möglicher Einspeiseleistung und Lastverhalten. Mit 250 und 330 Stunden Sonne war der Juli im Jahr 2013 der Monat mit der längsten Sonnenscheindauer (Verlauf der linken Kurve von Abb. 7.5). Die kürzeste Sonnenscheindauer zeigte der Februar mit 10 bis 40 Stunden pro Monat.

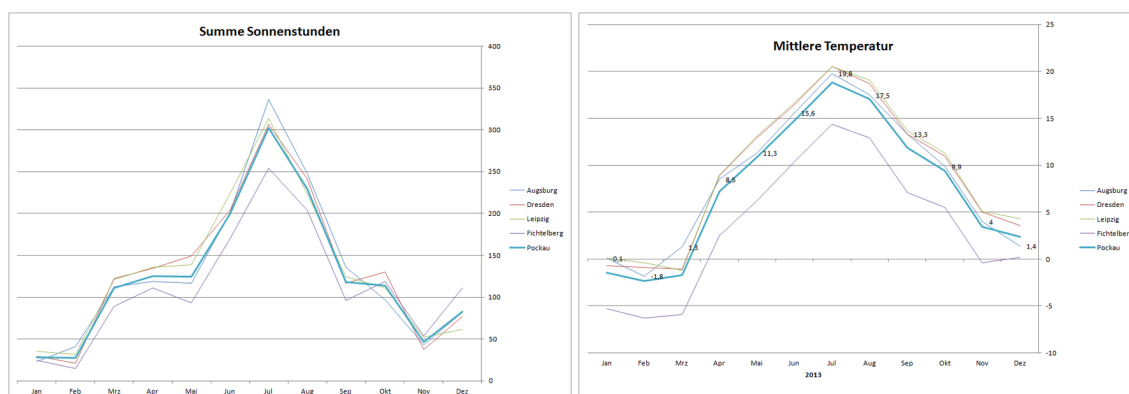


Abbildung 7.5: Mittelwerte solare Einstrahlung und Temperatur in Sachsen

Die Abbildung 7.5 zeigt den zeitlichen Monatsbeitrag zur möglichen Erzeugung aus Photovoltaik für das untersuchte Gebiet. Der rechte Kurvenverlauf, in Abb. 7.5, zeigt die durchschnittlichen Temperaturwerte in Sachsen. Im untersuchten Teilnetz lässt sich ein höherer Leistungsbezug bei niedrigeren Temperaturen erkennen. Die Vermutung liegt

Trafostation (Trst)	installierte $S_{N_{Tr}}$ (kVA)	mögliche PV^* (kW)	zusätzliche PV^{**} (kW)	vorhandene WKW (kW)
Mischsplitt	630	0	0	0
Holzindustrie	630	-127,47	-81,58	0
Bahnhof	800	0	0	0
Blumenauer Str	400	-394,18	-188,44	0
Braun	250	-68,68	-38,13	-60
Kistenfabrik	400	0	0	0
Max-Roscher-Str	630	-731,36	-426,44	
Talke	400	0	0	-140
Kläranlage	100	-77,59	-13,77	0
Rittersberg	160	-395,68	-127,69	0
Dorfstraße	250	-392,52	-250,17	0
Niederdorf	100	-149,03	-54,89	0
Sorgau	160	-268,7	-144,98	0
Günther	250	-129,83	-38,46	-250
WKW Reichelt	160	0	0	-220
WKW Stöckl	400	0	0	-240
Burgberg	250	-912,74	-357,41	0
Freiberger Str	400	-851,54	-323,51	0
Kirche	400	-450,55	-216	0
Kulturwaren	250	-285,23	-175,81	0
Metallwerke	2000	0	0	0
Schützenstraße	400	-472,72	-305,73	0
Vorwerk	100	-84,99	-81,58	0
Gesamt	7190	-6078,72	-2957,65	-910

Tabelle 7.1: Mögliche Einspeiseleistung von PV-Anlagen über Dachflächen

in elektrischer Wärmeengewinnung.

7.2.4 Jahreszeitliche Unterschiede

Die Werte stammen aus der ProNet Aufzeichnung aktueller Wetterdaten am Umspannwerk Pockau.

Die Abbildung 7.6 zeigt die solare Einstrahlung mit der geringsten und größten Last im Teilnetz als Vergleich zu der in Abschnitt 7.1.1 angesprochenen Min-, Max-Werte für die Last im Teilnetz. Es ist bereits hier davon auszugehen, dass in den Wintermonaten eine Deckung aus möglicher maximaler regenerativen Energie zum Verbrauch schwierig wird. Im Sommer (Abb. 7.6) liegt die Einstrahlung naturgemäß höher als im Winter.

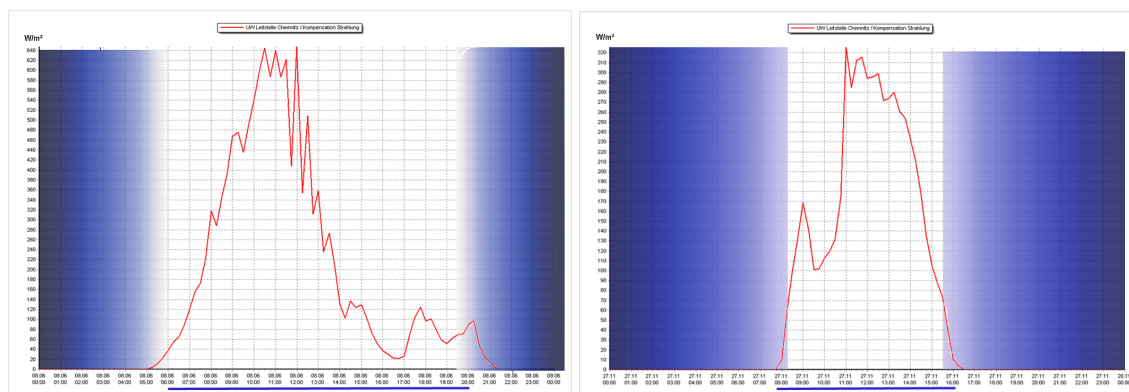


Abbildung 7.6: solare Einstrahlung am Beispiel Juni und November 2013

Die Abbildung 7.6²¹ zeigt, dass im Sommer (Juni) von 07.30 Uhr bis 13.30 Uhr die sonnigen Abschnitte eine Leistung von max 640 W/m^2 erreichen.

Von 11.00 - 15.00 Uhr ist zu jeder Jahreszeit mit Energieerträgen zu rechnen. Jedoch liegen die Höhe der Erträge im Sommer doppelt so hoch.

Der Zeitraum zur Überbrückung der Nachtstunden, (in Abbildung 7.6) ist als blaue Fläche gekennzeichnet. Er weist die größte zu überbrückenden Zeitspanne von bis zu 16 Stunden auf. Jedoch ist in allen Monaten keine stetige Sonneneinstrahlung zu erwarten. Die Abbildung 7.7 zeigt hier die Monate November und Juni in denen die maximal und minimalen Verbrauchswerte lagen im Vergleich zur gemessenen Sonnenscheindauer²².

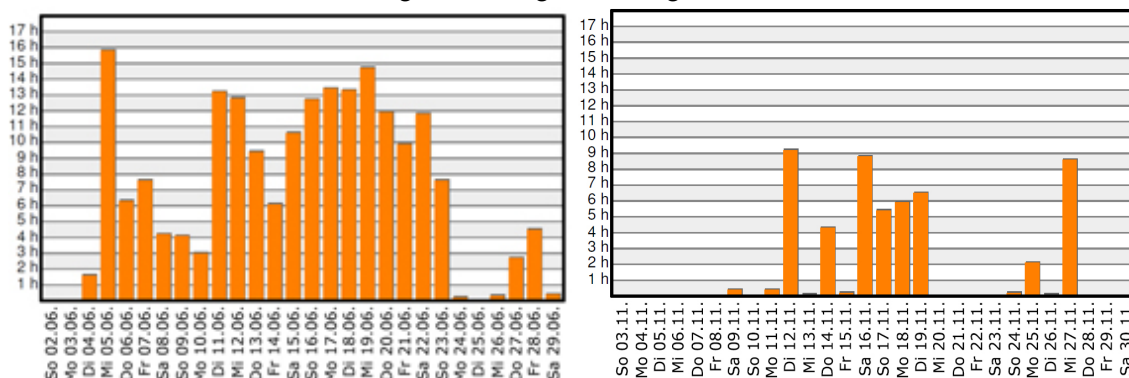


Abbildung 7.7: Sonnenstunden Juni und November 2013

Die statistischen Werte der Diagramme²³ in der Abbildung 7.7, sind das Ergebnis aus der Berechnung der geographischen Lagen und Referenzmessungen mit seiner zeitweiligen meteorologisch bedingten Bewölkung. Die Vergleiche der Abbildung zeigen keinen direkten Bezug zu möglicher Einspeisung und Verbrauch. Sie gibt demzufolge keinen Aufschluss zum wirklichen Leistungsertrag wie in Abb.7.8 dargestellt.

Die Abbildung 7.8 gibt graphisch Aufschluss, wie sich die stufenweise Zuschaltung der

²¹ ProNet - Solare Einstrahlung Sachsen

²² entnommen dem Deutschen Wetterdienst

²³ entnommen aus den Werten des Deutschen Wetterdienst

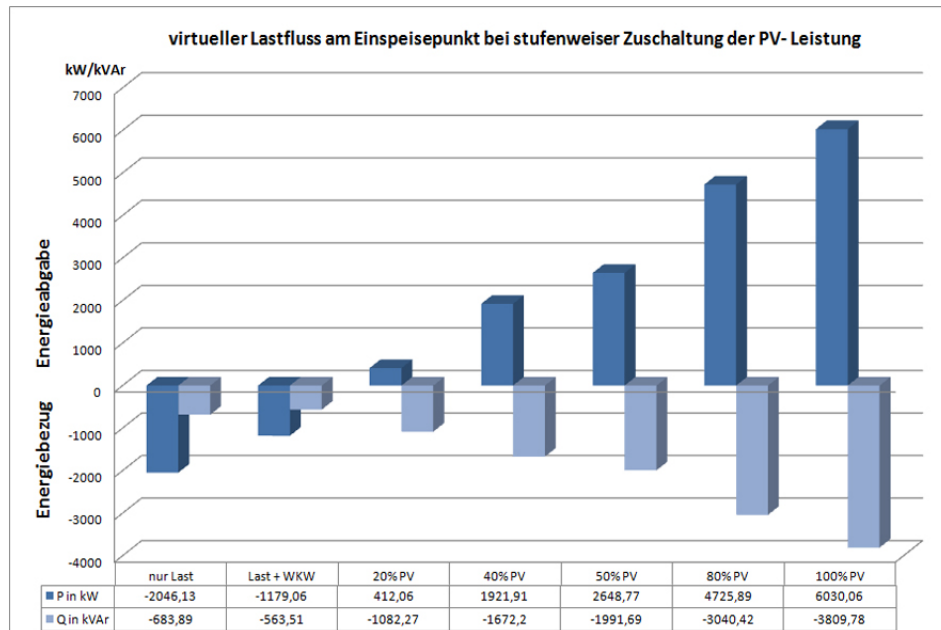


Abbildung 7.8: möglicher Lastfluss am Einspeisepunkt des untersuchten Teilnetzes bei Zuschaltung der virtuellen PV-Leistung

virtuellen PV-Leistungen im Elektra-Versuchsaufbau am Verknüpfungspunkt des Umspannwerkes auswirken. Zu erkennen ist, dass bei 100 % (vgl. in Abb. 7.8 zu PV100) Zubau von Photovoltaik über Dachflächen im Teilnetz ein Überschuss von 6 MW plus dem Betrag der entstehenden Blindleistung von 4 MVar in Richtung übergeordnetes Netz fließt. Die insgesamt zu berücksichtigende Belastung des Teilnetzes von mehr als 7 MVA würde die derzeit mögliche Belastungsgrenze weit übersteigen. Voraussetzung dafür ist, dass die solare Einstrahlung ihr Maximum erreicht.

7.2.5 Ermittlung des benötigten Energieüberschuss aus solarer Einstrahlung

Für die Monate von Oktober bis März wurde ein Überbrückungszeitraum von bis zu 16 Stunden mit einer Arbeit von durchschnittlich 16 MWh ermittelt. Die maximal 16 Stunden ergeben sich aus dem 24-stündigen Zeitfenster und bilden aus den Jahresstromwerten der Tabelle 7.2 am untersuchten Teilnetz 16 MWh an benötigter installierter Kapazität. Der benötigte Energieüberschuss ist in den Wintermonaten, zur Speicherung elektrischer Energie, nur an sonnigen Tagen bei geringer Energieabnahme zu erreichen. Am Tag muss idealerweise die Gesamt-PV-Leistung plus Wasserkraft und Überschuss aus Windkraft die Abnehmer versorgen und zusätzlich Überschuss speichern, in der Menge, die maximal in der Schwachlast-/Nebenzeit auftreten kann. Die angenommene und benötigte Speicherenergie $E_{Sp15MWh}$ pro Tageszyklus wird anhand des Lastverhaltens aus 2013 (siehe Abschnitt 5.2) mit 15 MWh angenommen. Diese Speicheranlagen erhöhen den Bedarf an Energie im Teilnetz nach $\Sigma_{E_{15MWh} + E_{verbr}}$. Umgerechnet in W/m^2

entspricht das einer zusätzlichen regenerativen Leistung P_{sp} von 250 W/m^2 die bestenfalls über die Module für PV ganzjährig zur Verfügung stehen sollten.

Der Wirkungsgrad pro m^2 eines PV-Modules ist mit 10% zur solaren Einstrahlung P_0 bemessen. P_0 beträgt 1100 W/m^2 . So das ein m^2 des Standard-PV-Modules 100 W elektrische Energie erzeugen kann. Im Teilnetz könnte somit bei 100% PV-Zubau über die ausgewiesene Dachfläche von 60780 m^2 (entnommen aus dem Solarkataster in GNet) $\approx 6 \text{ MW}$ an Leistung produziert werden.

Die ungefähr 700 Anschlussnehmer des untersuchten Beispielgebietes benötigen pro Monat im Quartal eine Tagesleistung P_{vbr} in W/m^2 (entnommen dem Tageslastgang an Referenztagen aus Abbildung 7.3 von:

- Winter 1,6 MW $\rightarrow P_{vbr}=210 \text{ W/m}^2 + P_{sp}=250 \text{ W/m}^2$
- Frühjahr 1 MW $\rightarrow P_{vbr}=170 \text{ W/m}^2 + P_{sp}=250 \text{ W/m}^2$
- Sommer 0,8 MW $\rightarrow P_{vbr}=140 \text{ W/m}^2 + P_{sp}=250 \text{ W/m}^2$
- Herbst 1 MW $\rightarrow P_{vbr}=170 \text{ W/m}^2 + P_{sp}=250 \text{ W/m}^2$

Pro Quartal sind in Tabelle 7.2 die Monate zugeordnet. Die umgerechneten Werte sollen 100 % Ausgleich zu Verbrauch und Erzeugung plus Speicherung am Tag entsprechen. Der Energieverbrauch hingegen weist zur möglichen volatilen Einspeiseleistung nicht deckungsgleiche Energiebezugsmengen und -zeiten auf, die differenziert betrachtet werden können. Der prozentuale Leistungswert ΔP aus angenommener Modulleistung

Monat	Anzahl Tage	Mittel/Monat kWh/m^2	Max/Monat kWh/m^2	Mittel/Tag kWh/m^2	P_{mod}/d W/m^2	ΔP in %
Januar	31	25	38	0,81	81	18
Februar	28	20	70	0,71	71	15
März	31	85	75	2,74	274	65
April	30	100	141	3,33	333	79
Mai	31	115	166	3,71	371	88
Juni	30	135	186	4,5	450	115
Juli	31	191	217	6,16	616	158
August	31	147	173	4,7	470	121
September	30	85	104	2,8	280	67
Oktober	31	55	74	1,77	177	42
November	30	23	36	0,77	77	16
Dezember	31	19	56	0,61	61	13

Tabelle 7.2: durchschnittliche solare Einstrahlung 2013, Umrechnung auf Leistung pro m^2

P_{mod} , umgerechnet auf die Tagesleistung $/d$ zum ermittelten Durchschnittswert im Monat aus Abschnitt 7.1.2, zeigt die unterschiedliche maximal mögliche Energieausbeute im Jahr bei angenommenen vollem Zubau von PV-Anlagen auf Dachflächen.

In vorangegangener Auflistung sind die Werte für die Quartale bereits erhoben. Diese

Werte, entnommen den gespeicherten Werten aus Pronet, sind verallgemeinerte Bezugswerte aus dem Lastgang von 2013 des Abganges K04 am UW Pockau.

$$P_{G_Q} = P_{vbr} + P_{sp} \quad (7.3)$$

$$\Delta P = \frac{P_{mod}}{P_{G_Q}} * 100\% \quad (7.4)$$

Zusammenfassend ist in Tabelle 7.2 die Auslastung pro Monat aufgeschlüsselt.

Dabei kann der Mittelwert im Monat (Abschnitt 7.2.2, Tabelle 7.1, Spalte 3) aus 100 W/m^2 Modulleistung) auf das untersuchte Gebiet berücksichtigt werden. Zu erkennen ist, dass in Wintermonaten, in denen ein höherer Energiebedarf besteht, die solare Einstrahlung zum Teil nur ein Zehntel der Jahresmaximalwerte erreicht. Ohne überregionalen Windkraftenergieüberschuss, regionaler Biomasse- oder Wasserkraftanlagen in den Monaten von September bis April ist die Speicherung der benötigten überschüssigen Energiemenge aus Photovoltaik nicht möglich. Es muss zusätzlich die Windkraft in Betracht gezogen werden.

7.2.6 Spannungsverhalten im Teilnetz bei Erhöhung der PV-Leistung

Die Auswirkungen auf den Spannungsverlauf im Teilnetz durch möglichen Zubau von Photovoltaik sind im Elektra-Versuchsaufbau nachgebildet und als Diagramm in Abb. 7.9 dargestellt. Der Spannungswert von 10,4 kV (erster Messwert links) ist die fest eingestellte Spannung im Elektra-Versuchsaufbau am Abgang des Umspannwerkes Pockau K04. Die horizontale Achse in Abbildung 7.9 zeigt nach Stromlaufplan des Teilnetzes die in gleicher Reihenfolge zu Abschnitt 6.3.5 Tab. 7.1 genannten Trafostationen. Die im Elektra-Versuchsaufbau angelegten Simulationsstufen (bspw. "20%PV"; rechts in Abbildung 7.9 benannt) werden virtuell zugeschaltet. 20% PV ist als Abkürzung zu den gleichmäßig im Elektra-Versuchsaufbau zugeschalteten Einspeiseleistungen. Es wird dabei an dieser Trafostation die maximal möglicher PV-Leistung mit dem Faktor 0,2 berücksichtigt. Bei Zunahme der Einspeiseleistung lässt sich eine (siehe Abb. 7.9) deutliche Spannungserhöhung erkennen.

In Abb. 7.9 können im Bereich von 20% - 50% an gleichmäßig zugebauter PV-Leistung keine größeren Spannungsabweichung im Mittelspannungsbereich erkannt werden. Zukünftige Module mit bis zu 30% Wirkungsgrad verschärfen allerdings den Netzzustand bei voller Einspeiseleistung bei dem ein gewünschter Überschuss an Energie zur Speicherung und Verstetigung einer 24-stündiger Energiebilanz in Teilnetz erreicht werden könnte. Vorteilhaft ist hier eine lokale Großanlage mit Speicher oder der Unterstützung weiterer regenerativer Energiequellen zum Beispiel Windkraft.

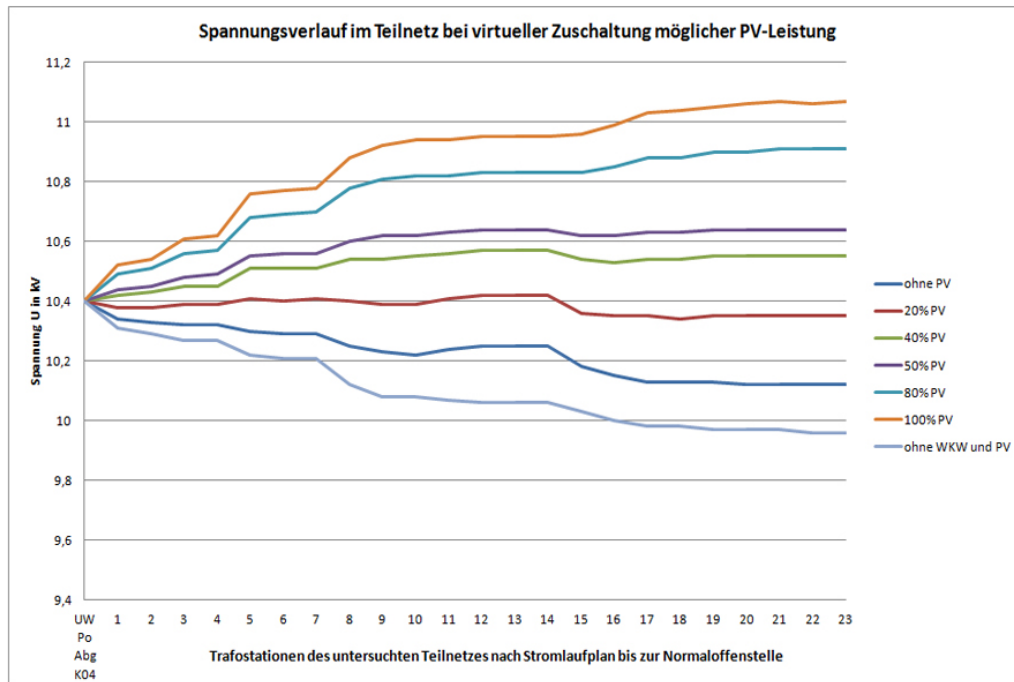


Abbildung 7.9: Spannungsverlauf im untersuchten Teilnetz bei stufenweisenweiser Zuschaltung von virtueller PV-Leistung

7.3 Windkraftenergie im Teilnetz

Das Potenzial an Windkraftenergie weltweit übersteigt das der Wasserkraft. Normalerweise kann die Windkraft in Windparks, direkt am 110-kV oder 30-kV Netz angeschlossen werden und für einen breiten Energieausgleich sorgen, setzt aber ein komplett ertüchtigtes Teilnetz voraus. Man muss die angepassten Windkraftanlagen im Teilnetz platzieren und kann den Netzausbau verringern. Regionale Windkraftanlagen gewinnen somit an Bedeutung, da sie in einem Teilnetz als volatile Kraftwerksform für eine dezentrale Energieversorgung mit Speichereinrichtungen gute Energieerträge in Abhängigkeit vom Standort erbringen können.

In den Zeiträumen mit Überkapazität wird derzeit die nicht benötigte Energie ins Höchstspannungsnetz abgegeben. Diese Überkapazität kann sich mit Energiespeichereinrichtungen enorm verringern. Es könnte sein, dass für eine Deckung von Einspeise- und Verbrauchsleistung mit Speicherzyklen bis 48 Stunden sogar noch weitere Erzeugungsanlagen zugebaut werden müssen. Davon ausgehend, kann eine Windkraftanlage als Unterstützung zur regenerativen Energieversorgung mit Speichereinrichtungen in einem Teilnetz einen wichtigen Platz einnehmen.

7.3.1 Berechnungsgrundlage der Windenergie

$$E_{kin} = \frac{1}{2} * m * v^2 = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * t \quad (7.5)$$

Die Leistung des Windes P_{kin} errechnet sich aus der Luftdichte der Rotorfläche A und der Windgeschwindigkeit:

$$P_{kin} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (7.6)$$

Die Luftdichte $\rho \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ wird für konstante Temperatur mit $e^{\frac{-h}{h_s}}$ erweitert. Für Pockau ist mit $h=640$ m im Verhältnis zur spezifischen Höhe h_s gleich 8000 m bei 273 Kelvin berücksichtigt.

$$\rho = 1,24 * e^{\frac{-h}{h_s}} \quad (7.7)$$

$$P_{kin} > P_{eff} \quad (7.8)$$

Das Verhältnis von der effektiv nutzbaren Leistung P_{eff} zur kinetischen Windleistung P_{kin} wird durch den Leistungsbeiwert c_p beschrieben.

$$c_p = \frac{P_{eff}}{P_{kin}} \quad (7.9)$$

Die maximal möglichen 59,3% des Leistungsbeiwertes $c_{p_{max}}$ ergeben sich aus dem Gesetz von Betz ²⁴ „Leistungsverhältnis der Windströmung von 16/27“ aus verlustfreiem Rotor und Strömung mit:

$$c_{p_{max}} = \frac{16}{27} = 59,3\% \quad (7.10)$$

Das Verhältnis $c_{p_{max}}$ der Turbinenleistung zur Leistung des Windes vor der Turbine als Funktion des Verhältnisses der Windgeschwindigkeiten nach(16) und vor(27) der Turbine.

Typische Leistungsbeiwerte moderner Windkraftanlagen liegen derzeit bei max 50%.

7.3.2 Windgeschwindigkeit im Jahresverlauf

Die Abbildung 7.10 zeigt, dass sich die windreichen Zeiträume in die Monate September bis April ausdehnen und als reversible Energieertragsmenge zur PV- Leistung über Dachflächen beitragen könnten. Die mittlere Windgeschwindigkeit im Erzgebirgskreis lag im Jahr 2013 lt. Abbildung 7.10 bei 10 km/h. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit v im Bereich des Teilnetzes lag allerdings bei 14 km/h, das entspricht 3,9 m/s. Windgeschwindigkeiten bis 5,4 m/s gelten dabei als Schwachwind.

$$v_{Eintritt} = 3 * v_{Austritt} \quad (7.11)$$

²⁴ entnommen <http://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage>

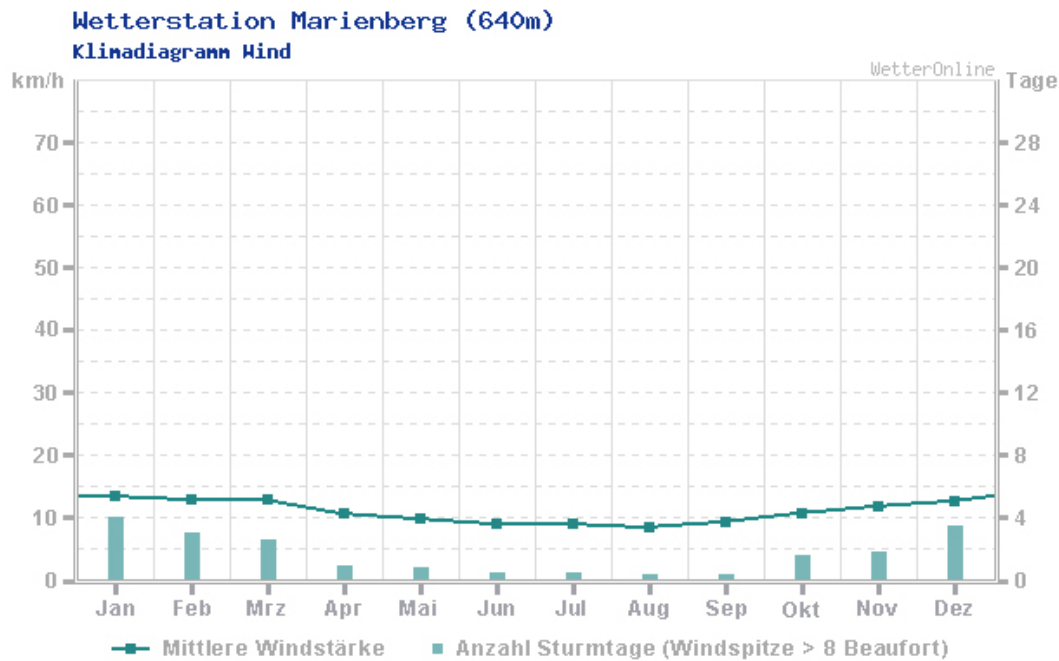


Abbildung 7.10: Windmessung um Marienberg

Windstärke	m/s	km/h	Bezeichnung
0	unter 0,3	unter 1	Windstill
1	0,3 - 1,5	1 - 5	schwach
2	1,6 - 3,3	6 - 11	schwach
3	3,4 - 5,4	12 - 19	schwach
4	5,5 - 7,9	20 - 28	mäßig
5	8,0 - 10,7	29 - 38	frisch
6	10,8 - 13,8	39 - 49	stark
7	13,9 - 17,1	50 - 61	steif
8	17,2 - 20,7	62 - 74	stürmisch
9	20,8 - 24,4	75 - 88	Sturm

Tabelle 7.3: Windstärken, entnommen von wetterklima.de

7.3.3 Mögliche Windkraftenergie im untersuchten Teilnetz

Die Berechnung mit konstanter Windgeschwindigkeit über das gesamte Jahr liefert allerdings nur eine grobe Einschätzung in welcher Größenordnung die zu erwartenden Erträge liegen. Grund dafür ist, dass Windgeschwindigkeiten nicht gleichmäßig verteilt auftreten und dass hohe Windgeschwindigkeiten einen ungleich höheren Energiegehalt haben. Je feiner man die Messintervalle wählt, desto genauer wird die Berechnung.

Durchschnittlich gute Erträge liegen bei Windgeschwindigkeiten von $8,4 \frac{m}{s}$. Mit einer

durchschnittlichen Leistung von 5 bis $6 \frac{m}{s}$ in 24 h, liegt das Gebiet um Pockau²⁵ im schwach bis mäßigen Wind und ist ausreichend für den möglichen Zubau von Windzeugungsanlagen (WEA). Die benötigte Größe, Anzahl und der Ertrag dieser Anlagen hängen im wesentlichen vom notwendigen Speichervolumen, die zu erwartende durchschnittliche PV-Einspeisung und dem Lastverhalten im Teilnetz ab. Decken sich die Leistungsgrößen und Standorte der Speichereinrichtungen und WEA's, so ist bereits eine optimale Verstetigung der Windenergie im Teilnetz möglich.

Mit steigender Windgeschwindigkeit verdreifacht sich die Leistung einer Windkraftzeugungsanlage [WEA].

Windstärke m/s	P_{eff} in [kW] Ø80m	P_{eff} in [kW] Ø90m	P_{eff} in [kW] Ø100m
3	38,8	49,1	60,6
4	92,0	116,4	143,7
5	179,7	227,4	280,8
6	310,5	393,0	485,2
7	493,1	624,1	770,5
8	736,1	931,6	1150,1
9	1048,0	1326,4	1637,6
10	1437,6	1819,5	2246,4
11	1913,5	2421,8	2989,9

Tabelle 7.4: mögliche Leistungen bei unterschiedlicher Rotorgröße und Windstärken

Für das untersuchte Teilnetz ergäben sich zwei WEA's mit 100 m Rotordurchmesser (Tabelle 7.4). WEA's dieser Baugröße haben meist eine Generatorleistung von mehr als 5 MW, die sich im Teilnetz eher nicht eignet. Kleinere WEA's mit einem Rotordurchmesser unter 80 m mit Generatorleistungen von max. 1,5 MW können hier besser implementiert und verstetigt werden. In Summe ergibt sich eine durchschnittliche Leistung aus Windenergie im Teilnetz von 1 MW.

Allerdings ist der Naturschutz, besonders für gefährdete Vogelarten, ein großer Nachteil für den Aufbau einer optimalen Energielandschaft der Zukunft.

7.4 Auswahl von Anschlusspunkten der Speichereinrichtungen im Teilnetz

Für die Auswahl geeigneter Speichersysteme ist eine Untersuchung von Anschlussbedingungen zur geographischen Betrachtung pro Anlage nach Höhenunterschied und Bebauung vorzunehmen. Sind geeignete Bedingungen erkennbar, wird mit vorhandener

²⁵ entnommen als Gebietsvergleich aus der Wetterstation Marienberg (Höhe 640m NN)

Softwaresysteme ermittelt, ob unter Einhaltung der DIN VDE Vorschriften für Netzbau und -betrieb eine technische Erweiterung zukünftiger Speicherintegration möglich ist. Die virtuelle Implementierung mehrerer virtueller Anlagen in der Berechnungssoftware (beschrieben in Abschnitt 6.1) zur Feststellung des optimierten Speicherbedarfes soll als Grundlage des Lastflusses am Einspeisepunkt des Teilnetzes gelten.

7.4.1 Bestimmung der optimalen Leistungsgröße von Speichieranlagen im Versuchsaufbau

Die virtuellen Anlagen sind an den Verknüpfungspunkten im Elektra- Versuchsaufbau mit einer Leistung von 800 kW installiert. Die 800 kW pro Speichieranlage dienen als Mittelwert zu einer möglichen Dauerleistung über mehrere Stunden und bietet eine gute theoretische Vergleichsgröße. Die Zuordnung der Speichieranlagen im Elektra-Versuchsaufbau ist an die Standorte bedingt nach Erzeugungsleistung aus Photovoltaik verknüpft.

7.4.2 Auswirkung der Energiespeicherung bei PV-Einspeisung im Teilnetz

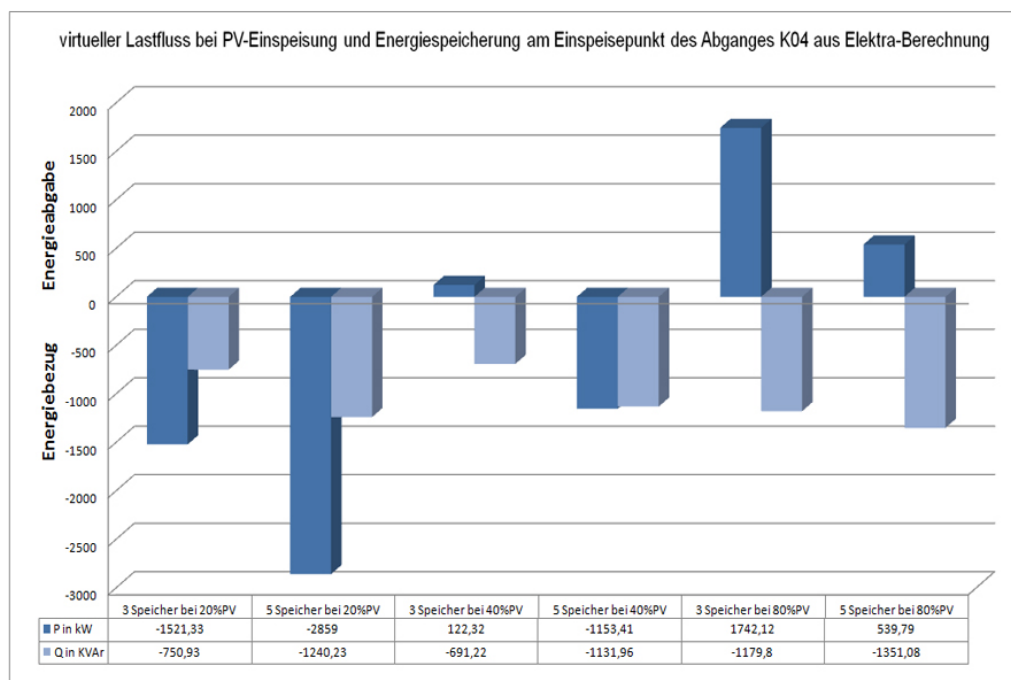


Abbildung 7.11: Lastverlauf am Einspeisepunkt Umspannwerk Pockau Teilnetz K04 für unterschiedliche Szenarien

In Abbildung 7.11 ist zu erkennen, dass mit der Zuschaltung der virtuellen Speichieranlagen sich die Leistungsbezüge am Umspannwerk reduzieren in Verbindung mit Einspeiseleistung aus regenerativer Energie. Beispielsweise ergibt sich aus Abbildung 7.11 bei

20% Erzeugungsleistung aus Photovoltaik und der Zuschaltung von 2,4 MW Einspeicherleistung der virtuellen Speicheranlagen eine bezogene Leistung aus dem vorgelagerten Netz von 1,6 MW bei einem Blindleistungsanteil von 0,75 MVar.

7.4.3 Spannungsverlauf bei Energieeinspeicherung aus regenerativer Einspeiseleistung

Genau wie die Betrachtung des Leistungsflusses im Teilnetz kann die Spannung ausgewertet werden. Die Spannung ist dabei nur ein Teil der notwendigen Parameter. Es wird ebenfalls die Frequenz herangezogen. Für diesen Versuch ist die Frequenz auf 50 Hz eingestellt.

Die Abbildung 7.12²⁶ zeigt den Spannungsverlauf im Teilnetz zu verschiedenen Szenarios bei zunehmender Einspeisung von PV-Leistung bei gleichzeitiger Einspeicherung mit virtuell angeschlossenen Speicheranlagen. Die Last ist auf den unter Abschnitt 7.1.4

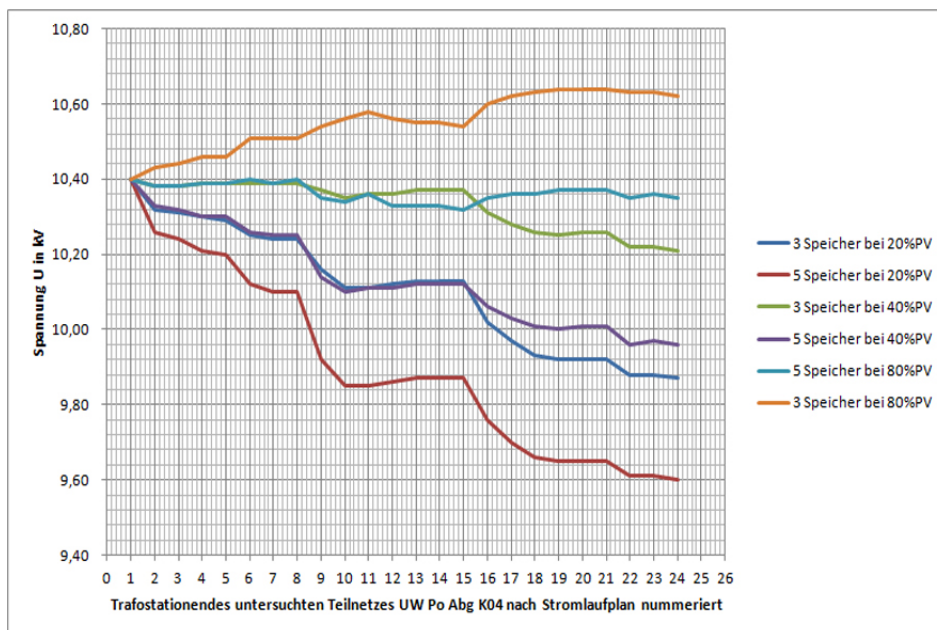


Abbildung 7.12: Spannungsverlauf im untersuchten Teilnetz bei virtueller Zuschaltung von PV-Leistung und Speicheranlagen

festgelegten Wert von 0,26 eingestellt.

Es ist daraus zu erkennen, dass eine Speicherleistung von 2,4 MW, was im Versuchsaufbau drei virtuellen 800 kW- Verbraucher gleicht, zur Spannungshaltung positiv beiträgt. Es ist aus dem Versuch weiterhin ersichtlich, dass ein gleichmäßiger Zubau von PV-Leistung von ungefähr 40% (entspricht nach Abschnitt 7.2.5 ca. 2,5 MW) eine nahezu ausgleichende Energiebilanz am Einspeisepunkt (Abb.7.11) besteht.

²⁶ Auswertung aus dem erstellten Elektra-Versuchsaufbau

Die Verstetigung regenerativer Energie durch Speicheranlagen wirkt sich in einem Teilnetz positiv auf den Spannungsverlauf (siehe Abschnitt 7.4.1) aus.

7.4.4 Standort für nicht kaskadierfähige Speicheranlagen

Vorrang sollten dabei zuerst die günstigsten Technologien erhalten. Diese sind im Moment Pumpspeicherwerke. PSW sind am effektivsten, wenn sie nicht kaskadiert werden, sondern aus einer Einheit (Turbine/Generator sowie Pumpe/Motor) für die gewünschte Leistungsgröße bestehen und ein Höhenunterschied von mindestens 100m vorhanden ist.

l m	R_N Ω	X_N Ω	Z_N Ω	S_{kV} MVA	$S_{A_{max}}$ MVA	$k_{kl1,5}$	$k_{kl1,0}$	$k_{kl0,6}$	I_p kA	κ	P_{lt}
3956	0,92	0,4	1,0	63	1,26	42	63	105	10,67	1,17	0,03
4083	0,94	0,41	1,03	62	1,23	41	77	103	10,41	1,17	0,03
5468	1,29	0,91	1,58	40	0,8	27	50	67	6,59	1,12	0,04
6474	1,53	1,26	1,99	32	0,64	21	40	53	5,17	1,1	0,05

Tabelle 7.5: Anschlussbewertung für mögliche Pumpspeicherwerke bis 1.5 MW

Z_N Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt

$k_{kl1,5}$ Kurzschlussleistungsverhältnis für Turbine/Generatorblock mit 1,5 MVA

$k_{kl1,0}$ Kurzschlussleistungsverhältnis für Turbine/Generatorblock mit 1 MVA

$k_{kl0,6}$ Kurzschlussleistungsverhältnis für Turbine/Generatorblock mit 0,6 MVA

In Tabelle 7.5 sind vier in Frage kommende Verknüpfungspunkte [VP] des untersuchten Teilnetz aufgezeigt. Die darin ermittelten Werte, lassen teilweise die gewünschten Systemgrößen für Pump- aber auch Druckluftspeicheranlagen zu. Die Spalte 7 der Tabelle 7.5 zeigt den Überschlagswert (siehe Gleichung 4.17) $k_{kl1,5} \geq 50$ für alle möglichen Anschlusspunkte mit ihrer Entfernung l von Einspeisepunkt des Umspannwerkes.

Mit einer Netzertüchtigung erhöht sich der Wert zugunsten größerer Speicheranlagenimplementierung an den vom Einspeisepunkt weiter entfernten Standorten aufgrund der keiner werdenden Netzimpedanz. Die grau in Tabelle 7.5 hervorgehobene Zeile entspricht dabei dem grau eingezeichneten Bereich in Abbildung 7.13 als Standort zur technisch möglichen Nutzfläche eines Pumpspeicherwerkes mit einer Generatorleistung von maximal 1,2 MW.

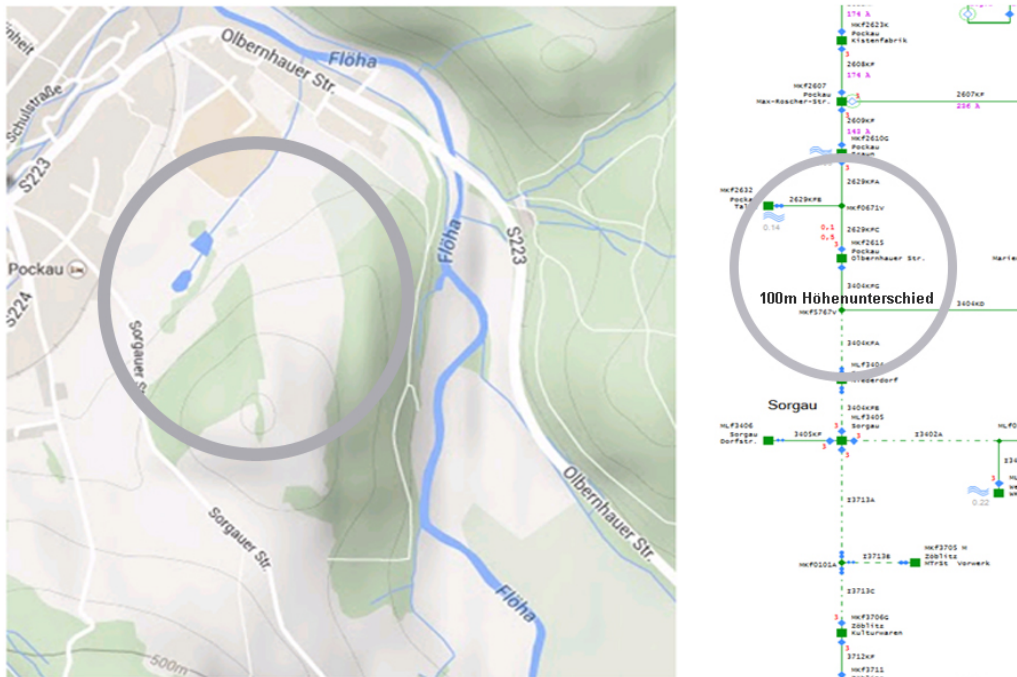


Abbildung 7.13: Geographischer und Schematischer Plan des Teilnetzgebietes mit geeigneter PSW- Fläche

7.4.5 Standort für elektrochemische Anlagen

In Tabelle 7.6 wird speziell auf den Teil des Teilnetzes eingegangen der aufgrund seiner Entfernung zum Einspeisepunkt eine niedrige Kurzschlussleistung aufweist. In diesen

l m	R_N	X_N	Z_N	S_{kV}	$S_{A_{max}}$	Δu_{aV}	Δu_{aV}	Δu_{aV}	I_p	κ
m	Ω	Ω	Ω	MVA	MVA	600kW	400kW	250kW	kA	
10100	2,35	2,31	3,3	19	0,39	1,43	0,95	0,59	3,12	1,0
11555	2,63	2,47	3,61	18	0,35	1,63	1,09	0,68	2,9	1,08

Tabelle 7.6: Anschlussbewertung für Gleich-/Wechselrichteranlagen für Redox-Flow-Batterien an exponierten Standorten

Teilnetzbereichen müssen kaskadierfähige Speicheranlagen, die mit einem Schaltverzug von 2 Minuten pro (bsp. mehrere 400 kW Wechselrichter, Tabelle 7.6, Spalte 8) String-Wechselrichter eingesetzt werden.

Ausschlaggebend ist dabei für alle Teilnetze die Einrichtung solcher Anlagen zur Energiebilanz von der am höchsten zu erwartenden regenerativen Energie und dem größten Bezug.

Der Energieaustausch soll sich so auf kleinem Netzgebiet konzentrieren. Im untersuchten Teilnetz liegt der Bereich nahe der Netzoftstelle nach 10 km vom Einspeisepunkt.

7.5 Einsatzgebiete und Grenzen im Teilnetz

Die in Abbildung 7.13 und 7.14 grau markierten Bereiche sind in Abbildung 7.15 im Bezug zur Scheinkurzschlussleistung und der Netzimpedanz des Teilnetzes bildlich dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass kaskadierfähige Anlagen bis zur wirtschaftlich vertretbaren Einzelgröße von 400 kW wesentlich flexibler im Teilnetz implementieren lassen.

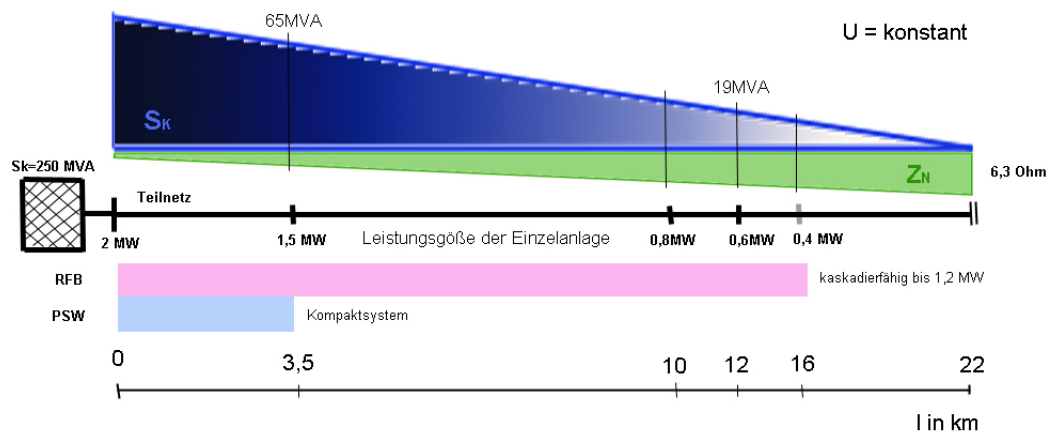


Abbildung 7.15: technisch bedingte Speicherstandorte in Abhängigkeit ihrer Leistungsgröße im untersuchten Teilnetz

Pumpspeichieranlagen kleinerer Bauarten unterliegen ihren technischen Vorteilen als Kompaktsystem, was die Flexibilität des gewünschten Anschlusspunktes wesentlich einschränkt. Bei ertüchtigten Mittelspannungsnetzen, wegen der kleineren Netzimpedanz erhöht sich der Radius.

8 Hypothetische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

8.1 Rentabilität von Energiespeicheranlagen

Die hypothetische Schätzung der Investitionskosten der in Kapitel 8 aufgestellten Werte wird mit zwei Millionen Euro pro Anlage angenommen. Aussagen zur Wirtschaftlichkeit großtechnischer Energiespeicherung (hier 15-20 MWh) hängen von den Anschaffungskosten der Speicheranlagen ab.

Für den Vergleich der Speichertechnologien werden heutzutage meist die Investitionskosten des Speichers auf den Energieinhalt bzw. auf die installierte Leistung bezogen.

8.1.1 Investition

Die zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit solcher Systeme benötigten technischen und wirtschaftlichen Parameter, sind:

- Investitionshöhe
- Wirkungsgrad
- Ein- und Ausspeicherzeiten
- Energiedichte
- Anlagengrößen
- Lebensdauer

Investitionen in Speicheranlagen können derzeit nur auf die bestehenden Marktregularen bezogen werden, die sich, für eine mittelfristige Energiestrategie regenerativer Energien nachteilig gestalten und Investitionen dieser Art weiter in Frage stellen.

Funktionell ist eine Investition in ihrer Gesamtheit eine leistungs- und arbeitsspezifische Investition, bei der die Kapazität eines Speichers nicht an die Leistung des Systems gekoppelt ist.

Eine überschlägige Gesamtinvestition²⁷ lässt sich mit folgender Beziehung bestimmen:

$$I_G = (i_p * P_N) + (i_w * E_N) + C \quad (8.1)$$

²⁷ Fabio Genoese, Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern...

I_G Gesamtinvestition [€]
 i_p leistungsspezifische Investition [€/kW]
 P_N Leistung [kW]
 i_w arbeitsspezifische Investition [€/kWh]
 E_N Speicherkapazität [kWh]
 C nicht-spezifische Investition [€]

Vergleich von Investitionskosten verschiedener Technologien werden somit durch Betrachtung einer Kostenspanne an den arbeitsspezifischen Kosten vollzogen.

Speichertyp	i_w	i_p	η	Energiedichte	P_{typ}	Lebensdauer
Kurzform	[€/kW]	[€/kWh]	[%]	[Wh/l]	[MW]	[a]
PSW	≈ 400	≈ 15	80	0,7	$\geq 1,5$	45
RFB	≈ 900	≈ 150	75	25	$\leq 1,5$	25

Tabelle 8.1: *überschlägige Investitionsgrößen mit technischen Abhängigkeiten*

Aus den Studien²⁸, die Aufschluss über das Investitionsvolumen geben, geht hervor, dass für leistungsspezifische Investition mit festen Kapazitäten im Stundenwert der Auspeicherung unter Vollast gerechnet wird. Weiterhin liegt die typische bzw. sinnvolle Leistungsgröße P_{typ} für PSW über 1,5 MW und derzeit noch unter 1,5 MW für elektrochemische Speicherformen.

Für elektrochemische Systeme sind meist nur arbeitsspezifische Investitionen angegeben, da diese eine Leistungsklasse ≥ 1 MW nur durch Zusammenschaltung mehrerer Kleinanlagen erreicht. Hier wird (lt Studien) mit sinkenden Kosten bei Einführung einer Massenproduktion gerechnet.

8.1.2 Preis und Erlöse von Speichieranlagen

Im Wesentlichen besteht der Strompreis aus drei Kostenblöcken für:

- Stromerzeugung, Transport und Vertrieb
- Nutzung der Netze durch Stromanbieter
- Steuern und Abgaben

Für Haushaltskunden in Deutschland setzte sich der Strompreis lt. Monitoringbericht 2013 von Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA) zum Stichtag 1. April 2013 durchschnittlich aus:

²⁸ Faulstich, 2010 ; Sauer 2009 ; Wietschel 2010-Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung ; Genoese 2011 Ökonomische Bewertung mittelfristiger Kraftwerks- und Stromspeicheroptionen zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien

- 28% Wettbewerbsanteil (Erzeugung und Vertrieb),
- 22% Netzentgelten (einschließlich Mess- und Abrechnungskosten)
- 49% staatlich veranlassten Preisbestandteilen

zusammen. Der Anteil des Netzentgeltes für Haushalte betrug 19 Cent/kWh und finanzierte neben dem Betrieb auch die Investitionen, die für die Instandhaltung und den Aufbau der Netze erforderlich sind.

Die EEG-Umlage lag 2013 bei 5,3 ct/kWh und machte 18 Prozent des Strompreises aus. Im Jahr 2014 beträgt sie 6,2 ct/kWh. Das entspricht 21 Prozent des Strompreises, Tendenz steigend.

Werden zukünftig Speicheranlagen gebaut, genutzt und im Strompreis berücksichtigt, müssen diese eine positive Energiebilanz nachweisen. Diese benötigt einen positiven Deckungsbeitrag, der eine direkte Abhängigkeit zu genauen Preisvorhersagen am Strommarkt (in Verbindung mit optimalen Ein- und Ausspeichervorgängen) hat.

Elektrische Energie sollte somit in Schwachlastzeiten bei möglichst Negativpreisen gespeichert und bei Starklast, zur Erzielung eines hohen Marktpreises, ausgespeichert werden.

Die derzeitigen gehandelten Strompreise liegen im Durchschnitt²⁹ bei 30 €/ MWh. Für exponierte Zeiträume besteht allerdings eine Preisspanne von durchschnittlich 50 €/MWh zwischen Einkauf und Verkauf der MWh. Diese Spanne könnte für positive Deckungsbeiträge sorgen und zusätzlich den Wirkungsgrad der Anlage kompensieren, indem die Verluste aus Energieumwandlung (siehe Ungleichung 8.2) preislich berücksichtigt werden.

Der benötigte Ladestrompreis ist in der Berechnung mit maximal 30 €/MWh_{el} berücksichtigt.

$$\eta_{Anlage} * p_{Verkauf} \geq p_{Kauf} \quad (8.2)$$

$p_{Verkauf}$ Preis für Ausspeicherung in [€/MWh_{el}]

p_{Kauf} Preis für Einspeicherung in [€/MWh_{el}]

η_{Anlage} Anlagenwirkungsgrad

Der Deckungsbeitrag [DB] ist die Differenz aus dem direkten Gewinn von Stroman- und verkauf unter Berücksichtigung des Anlagenwirkungsgrades, welcher bei Kauf und Verkauf aufgeschlagen wurde. Die maximale Gewinnschwelle entsteht, wenn die größtmögliche Energiemenge zum kleinstmöglichen Preis eingespeichert und zum größtmöglichen Preis ausgespeichert wird.

$$E_{Kap_{mom}} = 0 \quad (8.3)$$

²⁹ EEX; Chart Strompreis 2014 Deutschland

$$DB = \sum \left((P_{Entlade}^{mom} * P_{Verkauf} * \Delta t) - (P_{Lade}^{mom} * P_{Kauf} * \Delta t) \right) \quad (8.4)$$

$$DB = \text{Gewinn}_{Kauf/Verkauf} - \text{Vollkosten}_{Jahr} \quad (8.5)$$

t Zeitabschnitt in Stunden [h]

$\eta_{E_{Entlade}}$ Wirkungsgrad der Anlage im Entladevorgang in [%]

p Preis in [€]

Positive Ergebnisse können erst erzielt werden, wenn der Energieverbrauch pro 24 h kleiner ist als die Energiezufuhr aus verstetigten regenerativer Energiesystemen.

Die Kostenangaben in €/kWh für die nutzbare Energie und €/kW der Leistung berücksichtigen nicht, wie der Speicher eingesetzt und betrieben wird. Die vom jeweiligen Anwendungsszenario abhängige Belastung des Speichers hat jedoch einen erheblichen Einfluss auf den Verschleiß und damit auf die Lebensdauer zur Folge. Diese Alterungsbetrachtung ist vor allem für elektrochemische Speicher entscheidend.

8.2 Kostenermittlung

In dem Energiewirtschaftsgesetz fordert der Gesetzgeber, dass die Allgemeinheit möglichst sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient und umweltfreundlich mit Elektrizität versorgt wird. In der Netzentgeltverordnung wird weiterhin festgelegt, dass die Netzkosten "Verursacher-gerecht" aufzuschlüsseln sind. In Anlehnung an diese Forderungen werden auch die Preise bei den Erzeugern bzw. die Entgelte bei den Lieferanten ermittelt. Es erfolgt dabei keine behördliche Prüfung, da auf diesen Märkten der Wettbewerb regulierend wirkt.

Eine genaue Kostenaufstellung kann zum derzeitigen Stand der Technik nicht sinnvoll in Betracht gezogen werden, da die gesamte Technologiesparte noch am Anfang der Erforschung günstiger Speichersysteme steht.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse von Zukunftstechnologien wird derzeit zu Ungunsten ihrer selbst ausfallen.

8.2.1 Gestehungskosten

Gemäß dem Grundsatz der Clearingstelle ("Minimierung aller Kosten des Netzanschlusses und des Netzausbaus, unabhängig von der Kostentragungspflicht") zukünftige Technologien und deren Einsatz an aktuell bestehende Wirtschaftlichkeitsbedingungen gebunden und spiegeln sich in den Gestehungskosten wider.

Diese, auch Stromgestehungskosten genannt, beinhalten alle Kosten (von Bau bis Rückbau im Bezug zur Lebensdauer) die für die Energieumwandlung benötigt werden. Diese

müssen unterhalb des Verkaufspreises liegen und werden in Cent/kWh oder €/MWh angegeben und lassen sich aus folgender Gleichung bestimmen:

$$k_{Sgk} = \frac{k_{Betrieb} + k_{0_{anteilig}}}{P_N * d_{Jahr}} \quad (8.6)$$

$$k_{0_{anteilig}} = \text{Abschreibung} + \text{Kapitalzins} + \text{Energieträgerkosten} \quad (8.7)$$

k_{Sgk} Gestehungskosten in [€/MWh]

$k_{0_{anteilig}}$ anteilige Investitionskosten pro Jahr in [€/a]

d_{Jahr} Volllaststunden im Jahr in [h/a]

8.2.2 Kostenvergleich von Speichieranlagen

Für einen wirtschaftlichen Speichieranlagenvergleich kann eine Vollkostenrechnung herangezogen werden. Die anfallenden Kosten, Vollkosten, gliedert man nach dem Verursacher-Prinzip³⁰ in drei Hauptkategorien,

- Kapital-,
- Betriebskosten und
- sonstige Kosten

die eine Energiebilanz zu Speichieranlagen und deren Mindestnutzung herleiten.

Ein Speichersystem wird anhand seiner Bemessungsenergie (maximale Kapazität) E_N und der Nennleistung P_N [kW,MW] für die Kostenermittlung dimensioniert. Es wird hier hypothetisch von maximal zehn Volllaststunden pro 24-Stundenzyklus ausgegangen. Das entspricht 1000- 3000 Volllaststunden im Jahr. Realistisch sind maximal 2000 Stunden.

Die Vollkosten beinhalten pro MWh die jährlich ausgespeicherte Strommenge einer Speichieranlage für die jährlichen Arbeitszyklen. Als Arbeitszyklus wird die Anzahl der Volllaststunden im Jahr pro vollständigen Aus- und Einspeichervorgang festgelegt.

Die gewünschten Zielgrößen können folgendermaßen bestimmt werden:

$$k_{E_{Entlade}} = \frac{E_{Entlade}}{k_{VKa}} \quad (8.8)$$

k_{VKa} jährliche Vollkosten in [€]

$k_{E_{Entlade}}$ Zielgröße des leistungsabhängigen Speicher in $\left[\frac{\text{Eur}}{\text{kWh}} \right]$

Dabei beinhalten die Vollkosten nachstehende Zusammensetzung:

$$k_{VKa} = ((k_0 + k_{Ersatz} - k_{Restwert}) * AF) + k_{Betrieb} \quad (8.9)$$

³⁰ laut VDEW

$$k_0 = I_G \text{ (siehe Gleichung 8.1)} \quad (8.10)$$

k_0 Kosten der Anlage

k_{Ersatz} Ersatzinvestition zur Anlage

$k_{Restwert}$ Restwert der Anlage

AF Annuitätenfaktor

$k_{Betrieb}$ Betriebskosten pro Jahr

Der Annuitätenfaktor erlaubt als Methode die Beurteilung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen und errechnet sich nach:

$$AF = \frac{(1+q)^d * q}{(1+q)^d - 1} \quad (8.11)$$

$$k_{Betrieb} = (\beta * k_0) + k_{Verluste} \quad (8.12)$$

q Zinssatz in [%/a]

β spezifische Betriebskosten in [%/a]

p Strompreis in [€/kWh]

d Nutzungsdauer in [a]

8.2.3 Hypothetisch tabellarische Zusammenfassung der Kosten

Für die hypothetisch angenommenen Betriebskosten sind anteilig mit $\beta = 5\%$ an die Investition solcher Speicheranlage berücksichtigt. Der Kapitalzins wurde mit 2% bei 30 Jahre Nutzungsdauer angenommen. Die Nenngröße der Leistungsaufnahme einer Anlage P_N ist zusätzlich mit 1,5 MW zu 2 MW Baugrößen verglichen.

		PSW		RFB	
		1000h	2000h	1000h	2000h
Wirkungsgrad	[-]		0,8		0,7
Energieabgabe	[MWh]	1,2	2,4	1,16	2,59
Anlagenkosten	[Mio €]		0,3		1
Gebäudekosten	[Mio €]		1,5		0,5
Betriebskosten	[T €]		15		50
Verlustkosten	[T €]	24,8	49,5	25,6	36,3
jährl. Vollkosten	[T €/a]		102		111
Gestehungskosten	[€/kWh]	0,08	0,04	0,11	0,05
Gesamtinvestition	[Mio €]		1,8		1,5
leist-spezif. Kosten	[€/kW]		1200		1000
arbeits-spezif. Kosten	[€/kWh]		120		100
Annuitätenfaktor	[-]		0,04		0,04
Deckungsbeitrag	[T €]	-44	14	-70,8	-29,9

Tabelle 8.2: theoretischer Kostenvergleich von PSW zu RFB bei P_N 1,5 MW und E_N 15 MWh

		PSW		RFB	
		1000h	2000h	1000h	2000h
Wirkungsgrad	[-]		0,8		0,7
Energieabgabe	[MWh]	1,6	3,2	1,39	2,8
Anlagenkosten	[Mio €]		0,4		1,1
Gebäudekosten	[Mio €]		1,6		0,6
Betriebskosten	[T €]		20		55
Verlustkosten	[T €]	36,2	72,5	41,6	83,2
jährl. Vollkosten	[T €/a]		111,8		125
Gestehungskosten	[€/kWh]	0,07	0,03	0,09	0,04
Gesamtinvestition	[Mio €]		2		1,7
leist-spezif. Kosten	[€/kW]		1000		850
arbeits-spezif. Kosten	[€/kWh]		133		1113
Annuitätenfaktor	[-]		0,04		0,04
Deckungsbeitrag	[T €]	-27	63	-56,2	12,5

Tabelle 8.3: theoretischer Kostenvergleich von PSW zu RFB bei P_N 2,0 MW und E_N 20 MWh

Die Werte der Tabellen 8.2 und 8.3 dienen lediglich als Vergleich für eine Wirtschaftlichkeit dieser verschiedenen Speichieranlagen.

Es zeigt sich, dass beispielsweise größere Turbinen und Generatoren in kürzerer Zeit die Energiemenge aufnehmen können und somit im Gesamtsystem günstiger werden. Großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Volllaststunden im Jahr, je höher diese liegen desto kleiner die Stromgestehungskosten.

Die hypothetisch ermittelten Stromgestehungskosten geben im Abschnitt 8.2.3; Tabellen 8.2 und 8.3; Zeile 8 Aufschluss darüber, dass für Leistungsgrößen bis 2 MW pro Anlage Pumpspeicherwerke derzeit die günstigste Speicherform sind. Zukünftig können jedoch Redox-Flow-Systeme als Großspeicheroption in den wirtschaftlichen Fokus rücken, sie sind platzsparender und überall einsetzbar. Dieser Vorteil kann die Investition pro Anlage vergünstigen und als massentaugliche Speicherform an Zuwachs gewinnen.

9 Zusammenfassung und Ausblick

9.1 Grundlegende

Mit Zunahme der volatil eingespeister Energie, ist ein wirtschaftliches Management ohne Verstetigung dieser Energie schwerer ausführbar und birgt finanzielle Risiken für alle Teilnehmer am Strommarkt. Ein Stromhändler kann über Tarife das Abnahmeverhalten steuern. Ein Verteilnetzbetreiber profitiert davon und die Netzstabilität könnte sich verbessern. Kommunen die weniger als 100.000 Kunden haben, dürfen als Stromhändler und Netzbetreiber fungieren. Dies könnte bedeuten, dass bereits Kommunen als Energieerzeuger und -verstetiger am Strommarkt durch gänzlich neue Konzessionen ihre Rolle in einer zukünftigen regionalen Energieversorgung stärken.

Die, in Kapitel 2, angeschnittenen Auszüge der bestehenden Regularien sind demnach einer Veränderung ausgesetzt, die für eine Energieversorgung aus vorwiegend regenerativer Erzeugung erst erarbeitet werden müssen. Die derzeitige Änderung des **§ 37 Absatz 2 und 3 EEG 2012** führen lediglich zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit bei Speicherbetreibern, Speichernutzern und Verteilnetzbetreibern.

Akzeptanz

Die Strompreisgestaltung für die Teilnehmer einer zukünftigen dezentralen Energieversorgung und die gewohnte Netzqualität und -stabilität ist der Hauptpunkt für die Akzeptanz. Bleibt der Preis stabil oder sinkt unter dem jetzigen Wert, so sind auch kommunale Zugeständnisse zum Flächenbedarf für die Errichtung von Speicheranlagen möglich. Da diese Option nicht garantiert werden kann, müssen zusätzliche Argumente im Detail berücksichtigt werden.

Mögliche Argumente für eine dezentrale Energieversorgung mit lokaler Verstetigung regenerativer Energien sind:

- Krisenfestigkeit
- Preiskontrolle
- Heimatliche Ressourcen
- Stärkung der Region
- Ausbau der lokalen Infrastruktur
- lokale Investitionen
- Beschäftigung (Gewerbe, Betriebspersonal)

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen hängt vom Kohle-, Öl- und Gaspreis ab. Dieser wiederum hängt von der weltpolitischen Situation ab. Steigt die Anzahl der Konflikte in den OPEC- Staaten, könnten Verträge für ungültig und die Preis- und Lieferbedingungen für Energierohstoffe sich deutlich verschlechtern.

Derzeit können sich nur sehr günstige Speicher am bestehenden Strommarktmechanismus beteiligen und refinanzieren. Die Investitionskosten, der Speicherinhalt und die Umschlaghäufigkeit (Speicherzyklus) bestimmen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit einer Speicheranlage. Die Kosten sollten ebenfalls mit der EEG-Umlage ausgeglichen werden.

Größere Preisschwankungen an der Strombörse und die Bereitstellung von Dienstleistungen (z.B. Regelenergie) können zukünftig einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen ermöglichen.

Die Art und Größe von Energiespeicheranlagen hängen neben den technischen Eigenschaften ebenso von wirtschaftlichen Aspekten ab. Je nach Betriebsart und -weise gibt es verschiedene Auswirkungen auf die Speichereigenschaften und deren Nutzungsdauer und somit, für jede Speicherart, unterschiedliche Kosten. Ein Vergleich ist demnach nur sinnvoll, wenn man die Energiemenge betrachtet, die ein- oder ausgespeichert werden kann. Interessanterweise hat eine Zunahme von regenerativer Energieeinspeisung einen preisdämpfenden Effekt, welches die Annuität der Speichergesamtinvestition in einem Teilnetz nach heutigen Stromwirtschaftsmechanismen verschlechtert.

Ein Teilnetz (Flächenkraftwerk) benötigt einen hohen Anteil aus regenerativen Energien die genügend Überkapazitäten an jedem der 365 Tage im Jahr produzieren. Zur Deckung des Tageslastgang stehen bei der heutigen Leistungsgröße aus regenerativer Energie günstigere Optionen zur Verfügung. Erhöht sich in einem Teilnetz, bzw. Flächenkraftwerk der Anteil volatiler Energie auf 40% werden Energiespeicher langfristig unausweichlich.

Fazit für Speichertechnologien im Teilnetz

Wird die Energieversorgung in den nächsten 35 Jahren auf die dezentrale Energieversorgung umgestellt, werden Speicheranlagen bzw. -formen, (z.B. Wasserstoffspeicher, Redox-Flow-Batterien (RFB) kleinere Pumpspeicherwerke, Druckluftanlagen oder noch unbekannte Speichertechnologien) unumgänglich. Grund ist die aus volatiler Solar- oder Windenergie gewonnene regenerative Energie in der politisch geforderten Höhe von 80%.

Teilnetze (Flächenkraftwerke) benötigen wegen der hohen Ansprüche an die Netzqualität weiterhin konventionelle Kraftwerke, die ein einheitliches Spannungs- und Frequenz-

band bereitstellen. Je höher der Anteil volatiler Energie im Teilnetz, desto schlechter die geforderte Netzqualität.

Der Ausbau von Höchst- und Hochspannungsleitungen wird demnach immer wichtiger, da die benötigte Überschussenergie besser mit überregionalen Wind- oder Solarparks die dezentrale Energiebilanz im Teilnetz verbessern könnte.

Übernimmt der Verteilnetzbetreiber den Zubau von Solarparks oder Windkraftanlagen, festigt er seine Stellung als Energielieferant und kann eine sichere Versorgung, auch mit 80% volatile Energie, garantieren.

Mögliche Speicherformen und -größen

Beginnt der Zubau regenerativer Erzeugungsleistung im Teilnetz, verschärft sich besonders in den Sommermonaten die Belastung der Betriebsmittel. Jedes Teilnetz weist unterschiedliche Charakteristiken auf, an die sich der Zubau und die Leistungsgröße von Speicheranlagen anlehnen sollte. Will man eine Verstetigung der volatilen Energie nutzen, muss diese in einem abgegrenzten Bereich (hier ein Teilnetz) in einem sinnvollem Größenverhältnis von Erzeugung und Lastverhalten stehen.

Eine genaue Größenbestimmung von Energieaustauschsystemen in einem Teilnetz ist anhand der nicht beeinflussbaren Bedingungen derzeit schwierig. Weder die wetterabhängige volatil verfügbare Erzeugungsleistung, noch die von konjunktur- und wetterabhängigen Lastprofile sind genau prognostizierbar. Als nicht beeinflussbar gelten:

1. Ermittlung der Zeiträume bei Entstehung von Überkapazitäten
2. Feststellung von Verbrauchs-/ Einspeiseleistungen pro Trst.
3. mittlere solare Einstrahlung aus Referenzjahren
4. weitere Wettereinflüsse, wie Wind
5. Topographische Ermittlung der Standorte für Speicheranlagen
6. Berechnung der möglichen Speichergrößen
7. Festlegung der möglichen Speicherarten und Verknüpfungspunkte im Teilnetz

Das untersuchte Teilnetz (schematisch dargestellt in Abbildung 9.1) zeigt, mit Zuhilfenahme der aus Kapitel 7, Abschnitt 7.2.2 herausgearbeiteten möglicher PV- Einspeiseleistung, die Schwerpunkte einer lokalen möglichen Überkapazität.

Da Speicheranlagen neben den ermittelten Leistungsgrößen, Arbeitsmengen und Speicherzyklen in ihrer Bauform von geographischen Gegebenheiten abhängig sind, muss jedes Teilnetz einem Vergleich aus Leistungsgröße des Speichers, dessen Standortwahl und den bestehenden Netzbedingungen unterzogen werden.

Die in Kapitel 7, Abschnitte 7.1.2 und 7.2 virtuell untersuchten Zustände zeigen, dass Elektrochemische Anlagen, wie Redox-Flow-Batterien ein hohes Potenzial für die Verwendung in einem Teilnetz aufweisen. Das Spektrum der Einbaustandorte dieser Flussbatterien unterliegt der Verschaltung und Kaskadierung der Wechselrichter. Einziges

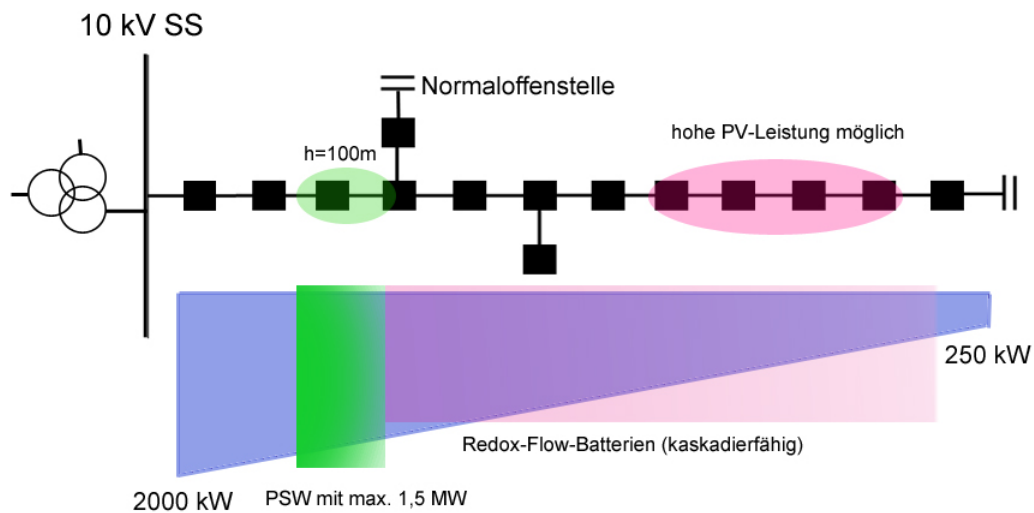


Abbildung 9.1: Schematische Darstellung des untersuchten Teilnetzes mit Hervorhebung typenabhängigen Speicherstandorten

Problem dieser Flussbatterien ist im Moment die nicht erprobte Lebensdauer und der Preis pro einzuspeichernder Energiemenge.

Der grün eingefärbte Bereich zeigt auch die Standorte für Pumpspeicherwerke mit einem Mindesthöhenunterschied von 100 m, in benötigter Leistungsgröße von 1,5 MW und Energiemenge von 15 MWh, stoßen bereits im untersuchten Teilnetz an ihre Grenzen. In Abbildung 9.1 ist der in Frage kommende Standort als grüne Ellipse angedeutet.

Genauere Daten und Werte müssen durch Belastungsmessungen in allen Trafostationen, zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten, aufgenommen und dokumentiert werden.

Die sich daraus ergebenden Werte sollten in einen Zeitraum von drei Jahren einen genaueren Aufschluss zu punktuellen Lastspitzen im Teilnetz aufdecken.

Die benötigte Windkraftanlagen in einem Teilnetz sind ebenfalls nur schwer umsetzbar. Gründe liegen im Naturschutz und in der Akzeptanz der Anwohner.

Somit zeigt sich, dass eine ausreichende regenerative Energiemenge nur mit Unterstützung von überregionalem Angebot an regenerativer Energie (Solar- oder Windparks) für eine lokale Verstetigung notwendig bleibt. Das wiederum hat zur Folge, dass ebenfalls die Hoch- und Höchstspannungsnetze weiter ausgebaut werden müssen.

In den nächsten Jahren, mit weiteren Zubau von regenerativen EE-Anlagen muss der Verteilnetzbetreiber seine Stellung als Datenmanager vertiefen. Ihm stehen die Zugriffsrechte auf alle, im zuständigen Netzbereich, angeschlossenen EE- Anlagen zu, die er zum Schutz der Verteilnetze steuert. Bei einem Ausbau auf 80% regenerativer Energien erhöht sich auch die zu verwaltende Datenmengen, die höhere Kosten verursachen. Es könnte sich daher in einigen Jahrzehnten für Verteilnetzbetreiber die Chance ergeben, bereits als Energieerzeuger, -verstetiger und -verteiler zu agieren um eine hohe Netzstabilität weiterhin sicherzustellen. Aus heutiger Sicht und anhand bestehenden Gesetze ist dieser Status nicht erlaubt. Eine Bündelung der Kompetenzen in Sachen Energieerzeugung bis hin zur Verteilung könnte sich für die nächsten Jahrzehnte als wirtschaftlicher erweisen.

Anhang A: Abbildungen

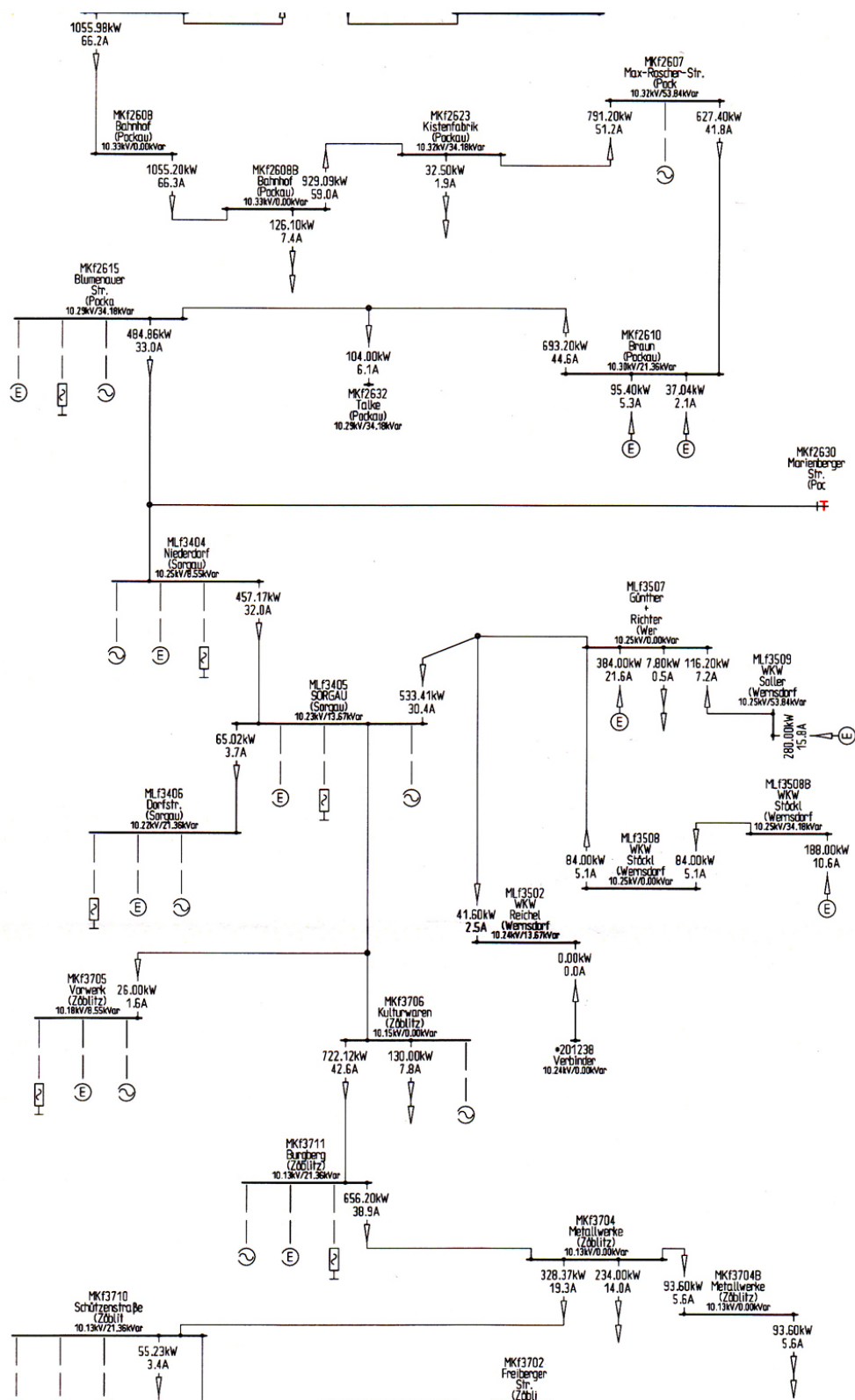


Abbildung A.1: Teilnetzschema des Elektra-Versuchsaufbau

Literaturverzeichnis

- [1] Lehrunterlagen der HS Mittweida
- [2] Taschenbuch der Elektrischen Energietechnik, Wolfgang Schufft
- [3] BDEW Technische Richtlinie- Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
- [4] Buch Elektrische Energieversorgung 8. Auflage
- [5] Bundesministerium für Bildung und Forschung www.BfBuF.de
- [6] www.zukunft-der-energie.de
- [7] www.investor-verlag.de
- [8] Bundesministerium der Justiz
- [9] www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Gesetze/...
- [10] www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf
- [11] www.dwd.de/wetter-ost
- [12] Dissertation, Fabio Genoese "Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland"
- [13] Umweltbundesamt
- [14] www.energie-lexikon.info
- [15] www.fraunhofer-institut.de
- [16] Seminararbeit von Viktoria Medvedenko, Effekte von Kapazitätsmechanismen auf die Integration von Erneuerbaren Energie
- [17] www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/netzstabilitat-und-die-rolle-der-verteilstromnetzbetreiber-bei-der-energiewende/...
- [18] Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Lasten in der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieübertragungssysteme, Dr.-Ing. P. Stöber

- [19] Laboratoire d' Electronique Industrielle, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne; Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries, S. 352
- [20] Schneider Electric , Johannes Sigulla , Berechnung zul. Oberschwingungsströme
- [21] Volker Quaschnig Erneuerbare Energien und Klimaschutz
- [22] Studie: "Betriebsabhängige Kostenrechnung von Energiespeicher", Maik Naumann, Cong Nam Truong, Ralf Karl, Andreas Jossen

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich meine Arbeit selbstständig verfasst, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt und die Arbeit noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Mittweida, 26. Februar 2015